



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**Facultad de ciencias y tecnología**

Tema para optar al título de ingeniero eléctrico

**“RECONVERSIÓN DE UNA PLANTA  
TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL EN UNA CENTRAL  
DE CICLO COMBINADO”**

**Presenta**

Gerson Isaías Pérez Reyes

**Tutor**

Ing. Ramiro Arcia

**AGOSTO 2016**

# CONTENIDO

Agradecimiento.....	1
Dedicatoria.....	2
<b>Generalidades</b>	
Introducción.....	3
Antecedentes.....	5
Justificación.....	6
Objetivos.....	7
<b>Fundamentos teóricos</b>	
Marco teórico.....	8
<b>CAPÍTULO 1: NOCIONES GENERALES SOBRE ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL CICLO COMBINADO.....</b>	<b>10</b>
1.1 Turbina de gas.....	11
1.1.1 Reseña histórica.....	11
1.1.2 Tipos de turbinas de gas.....	14
1.1.3 Partes principales de la turbina de gas.....	16
1.1.3.1 Admisión de aire.....	16
1.1.3.2 Compresor de aire.....	17
1.1.3.3 Cámara de combustión.....	17
1.1.3.4 Turbina de expansión.....	18
1.2 Turbina de vapor.....	19
1.2.1 Introducción.....	19
1.2.2 Clasificación de las turbinas de vapor.....	20
1.2.3 Estudio constructivo de los elementos de las turbinas.....	21

1.2.4	Circuito de vapor condensado.....	22
1.2.5	Sistemas de aceite de la turbina.....	23
1.2.6	Regulación de la velocidad.....	24
1.2.7	Dispositivos de seguridad en las turbinas de vapor.....	24
1.3	Caldera de recuperación de calor.....	26
1.3.1	Partes de la caldera de recuperación de calor.....	27
1.3.2	Tipos de caldera.....	28
	<b>CAPÍTULO 2: CICLO COMBINADO.....</b>	<b>30</b>
2.1	Introducción.....	31
2.2	El ciclo combinado.....	32
2.2.1	Definición.....	32
2.2.2	Reseña histórica.....	33
2.2.3	El ciclo combinado gas-vapor.....	35
2.2.4	Ciclos de potencia que conforman el ciclo combinado.....	36
2.2.4.1	Ciclo de potencia de turbina de gas.....	36
2.2.4.1.1	Ciclo de Brayton.....	36
2.2.4.2	Ciclo de potencia de turbina de vapor.....	37
2.2.4.2.1	Ciclo de Rankine.....	37
2.3	Ventajas del ciclo combinado.....	39
2.3.1	Gran flexibilidad del uso del combustible.....	39
2.3.2	Mayor eficiencia térmica.....	40
2.3.3	Menor requerimiento de agua y espacio.....	40
2.3.4	Confiabilidad, disponibilidad y seguridad muy altas.....	41
2.3.5	Emisiones contaminantes.....	41
2.4	Procedimiento global de selección de diseño.....	43

2.4.1 Factores condicionados por el lugar de la implantación.....	44
2.4.2 Interconexión optima de dos ciclos.....	45
2.4.3 Los combustibles.....	47
2.4.4 Operación durante el arranque.....	49
2.4.5 Operación y mantenimiento.....	52
<b>CAPITULO 3: PLANTA TERMoeLECTRICA CON TURBINA A GAS.....</b>	<b>55</b>
3.1 Descripción de planta las Brisas.....	56
3.1.1 Turbina Pratt and Whitney FT 4C-3F 25 MW.....	57
3.1.2 Turbina General Electric LM 6000-PA 40 MW.....	58
3.2 Parámetros de los gases de escape de las turbinas Pratt and Whitney FT 4C-3F 25 MW y Turbina General Electric LM 6000-PA 40 MW.....	59
<b>CAPITULO 4: SELECCIÓN DEL CICLO ÓPTIMO DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO.....</b>	<b>60</b>
4.1 Selección del ciclo optimo.....	61
4.2 Demanda de potencia en el mercado energético.....	62
4.3 Factores importantes a considerar.....	63
4.4 Determinación del ciclo apropiado.....	63
<b>CAPITULO 5: RECONVERSION DE CENTRAL TERMoeLECTRICA CONVECIONAL A CICLO COMBINADO.....</b>	<b>65</b>
5.1 Parámetros de los gases de escape de la turbina FT4C-3F.....	66
5.2 Parámetros de los gases de escape de la turbina LM 6000.....	67
5.3 Parámetros de los gases de escape que ingresaran a la caldera de recuperación.....	67
5.4 Selección de la caldera de recuperación de calor.....	67

5.4.1 Eficiencia de los intercambiadores de calor.....	74
5.4.2 Bombas de alimentación.....	74
5.5 Selección de la turbina de vapor.....	74
5.6 Selección del condensador.....	75
5.7 Selección de la torre de enfriamiento.....	75
5.8 Calculo de la eficiencia del ciclo vapor.....	75
5.9 Calculo de la eficiencia total del sistema de ciclo combinado.....	77
5.10 Costos de la reconversión.....	78
5.10.1 Costos de operación y mantenimiento.....	80
5.10.2 Valor actual neto y tasa interna de retorno.....	81
5.10.3 Ahorro del costo por kw/h a producir en la central.....	85
Conclusiones.....	86
Recomendaciones.....	87
Conceptos básicos.....	88
Anexos.....	92
A.1 Esquemas de ciclo de una turbina de gas de combustión (ciclo Brayton).....	92
A.2 Esquema de Turbina de gas FT4-C3F de planta las Brisas.....	93
A.3 Turbina de gas FT4-C3F de planta las Brisas.....	94
A.4 Compresor y turbina libre de turbina de gas LM6000.....	94
A.5 unidad 1 con turbina a gas FT4-3C.....	95
A.6 Unida 2 con turbina LM6000.....	95
A.7 Parámetros de combustible.....	96
A.8 Flujo de gases de escape en las turbinas de gas.....	94
A.9 Flujo de vapor a producir en el evaporador.....	97

A.10 Vista de planta de ciclo combinado.....100

Referencia.....101

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1: Emisiones a la atmosfera dependiendo del tipo de generación.....	42
Tabla 2.2: Composición del gas natural.....	47
Tabla 3.1: Gases de escape de las turbinas de gas de planta Las Brisas.....	59
Tabla 5.1: Costos estimados de inversión para el ciclo vapor.....	79
Tabla 5.2: Costos de operación y mantenimiento.....	80
Tabla 5.3: Flujo de caja del proyecto.....	81
Tabla 5.4: Cálculo del valor actual neto y tasa interna de retorno.....	83
Tabla A.1: Flujo de combustible utilizado en las turbinas de gas.....	96
Tabla A.2: Flujo de escape proveniente de las turbinas de gas.....	96
Tabla A.3: Flujo de vapor producto de los gases de escape de las turbinas de gas.....	99
Tabla A.4: Costo de combustible diesel.....	99

## LISTA DE FIGURAS

Figura: 1.1: Modelo de la primer caldera.....	11
Figura 1.2: Primera turbina de gas industrial.....	12
Figura 1.3: Partes de la turbina de gas.....	16
Figura 1.4: Rotor de un compresor axial.....	17
Figura 1.5: Turbina de vapor.....	19
Figura 1.6: Turbina de vapor abierta.....	20
Figura 1.7: Caldera de recuperación de calor.....	27
Figura 1.8 Esquema del sistema de recuperación de calor.....	29
Figura 2.1: Esquema de un ciclo combinado.....	33
Fig.2.2: Diagrama del primer ciclo combinado para generación de potencia.....	34
Fig.2.3: Esquema simplificado de un ciclo combinado sin combustión suplementaria.....	35
Figura. 2.4: Central termoeléctrica convencional.....	36
Fig. 2.5: Disposiciones de sistemas con turbina de gas: (a) ciclo abierto y (b) ciclo cerrado.....	37
Fig.2.6: Diagramas T-s y P-v de un ciclo Rankine ideal.....	38
Fig.2.7: Diagrama entropía-temperatura del ciclo combinado.....	46
Figura 3.1: Ubicación geográfica de planta las Brisas.....	57
Figura No. 4.1: Diagrama de ciclo combinado propuesto con nivel de una presión sencilla en la caldera de recuperación para la reconversión.....	64



Figura 5.1: Comportamiento de la temperatura del vapor y los gases de escape en los intercambiadores de calor que conforman la caldera de recuperación de calor.....	69
Figura 5.2: Esquema de sobrecalentador.....	70
Fig. 5.3 Comportamiento de la temperatura de gases y vapor en el sobrecalentador.....	71
Fig. 5.4: Esquema del evaporador.....	71
Fig. 5.5: Comportamiento de la temperatura de los gases de escape y vapor en el evaporador.....	72
Fig. 5.6 Esquema del economizador.....	73
Fig. 5.7: Comportamiento de la temperatura de los gases y del agua en el economizador.....	73
Fig. 5.8: Grafica de tasa interna de retorno.....	84
A.1 Esquemas de ciclo de una turbina de gas de combustión (ciclo Brayton).....	92
A.2 Esquema de Turbina de gas FT4-C3F de planta las Brisas.....	93
A.3 Turbina de gas FT4-C3F de planta las Brisas.....	94
A.4 Compresor y turbina libre de turbina de gas LM6000.....	94
A.5 Unidad 1 con turbina a gas FT4-3C.....	95
A.6 Unida 2 con turbina LM6000.....	95
A.10 Vista de planta de ciclo combinado.....	100

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco primeramente y por sobre todas las cosas al Dios todopoderoso, que está escrito, que la hoja de un árbol no se puede mover sin la voluntad de Él, y fue su voluntad la que hizo que moviera esta hoja de mi vida y así culminar mis estudios y esta monografía. ¡Gracias Señor!

A mis padres Marcia Reyes y Francisco Pérez por educarme desde pequeño, quienes siempre me brindaban su apoyo cuando lo necesitaba, me ayudaban en las tareas y trabajos y por enseñarme a saber luchar por lo que uno quiere. Por enseñarme buenos valores cada día de mi vida, llevarme hasta la universidad, apoyarme y recordarme siempre que estudiara; porque estudiar, es un medio muy importante que me abrirá muchas puertas, que el estudio es como un valor que uno les enseña a sus hijos y a las demás personas.

A mi tía Ángela y Tío Faustino quien siempre me ayudaba con los recursos económicos y me animaban a no fallar ni un día a clases. También agradezco de manera especial a mi tutor por brindarme su apoyo.

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a Dios exclusivamente por brindarme esta oportunidad, regalarme sabiduría y entendimiento para poder enfrentar todas las dificultades que se presentaron a lo largo de la carrera y poder llegar hasta este momento porque fue Él y únicamente Él quien me guió en los momentos difíciles.

A mis padres que me apoyaron siempre y que gracias a Dios me siguen apoyando. A ellos por la inversión que hicieron en mí, a largo plazo y que gracias a esa inversión aquí está el resultado.

A mis familiares y amigos que creyeron que podía llegar a ser ingeniero, a mi abuelo Genaro Reyes, que confió en mí en todo momento y me guió en el camino correcto.

## Introducción

Actualmente en Nicaragua la generación de electricidad en las plantas eléctricas es por medio del vapor que se produce al momento de la quema de combustible que luego es aprovechado para mover una turbina acoplada a un generador eléctrico. Este método es muy común y tiene la desventaja de expulsar al medio ambiente altas cantidades de partículas contaminantes. En países desarrollados se están reemplazando las plantas o centrales termoeléctricas que utilizan este método de producción de energía eléctrica por las plantas de ciclo combinado, porque estas poseen más ventajas con respecto a las ya mencionadas.

En la generación de energía eléctrica se denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión. El ciclo combinado se encuentra dentro de las denominadas tecnologías de cogeneración, en las que también se incluyen la cogeneración con turbina de vapor, con turbinas de gas, con motor alternativo y con micro turbinas, entre otras.

De acuerdo con la definición que encontramos en el portal de la Unión Europea, la cogeneración es una técnica que permite producir calor y electricidad en un único proceso. El calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente. Una central de cogeneración de electricidad-calor funciona con turbinas o motores de gas. El gas natural es la energía primaria más utilizada para hacer funcionar las centrales de cogeneración. Al contrario de la central eléctrica tradicional, cuyos humos salen directamente por la chimenea, los gases de escape de la cogeneración son primero enfriados y transmiten su energía a un circuito de agua caliente/vapor. Los gases de escape enfriados pasan seguidamente por la chimenea. El procedimiento es más ecológico que las centrales de petróleo o carbón, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y óxido de nitrógeno ( $\text{NOX}$ ) que el petróleo o el carbón.

Las centrales térmicas convencionales emplean turbinas de vapor para accionar los alternadores que generan electricidad. Las centrales denominadas de Ciclo Combinado utilizan, además de la turbina de vapor, una turbina de gas en la cabecera del proceso. Ello permite alcanzar rendimientos eléctricos próximos al 60%, cuando en una central térmica convencional este rendimiento se sitúa alrededor del 37%. Con esta técnica, a partir de una única fuente de energía, se obtiene electricidad en dos etapas: mediante la turbina de gas se generan,

aproximadamente, dos tercios de la energía eléctrica producida, mientras que a través de la turbina de vapor se genera el tercio restante.

Para demostrar la viabilidad de la reconversión de una planta termoeléctrica de Nicaragua en una planta de ciclo combinado tomaremos como modelo la planta eléctrica “Las brisas” ubicada en el Barrio Los Martínez al Oeste de la ciudad de Managua. El propósito de seleccionar esta planta es porque ésta posee turbinas de gas y para cuestiones de estudio se nos facilitara la demostración.

La Planta Eléctrica Las Brisas está compuesta por dos unidades de generación de energía eléctrica bajo el principio de turbinas a gas. Inició operación comercial en enero de 1993 con la unidad No. 1 de 25 MW e incrementó su capacidad en marzo de 1998 con la unidad No. 2 de 40 MW.

La Unidad No. 1 es una turbina a gas marca Pratt and Whitney modelo FT 4C-3F de 25MW de capacidad nominal. La Unidad No. 2 es una turbina a gas marca General Electric modelo LM6000-PA de 40MW de capacidad nominal. Lo que hace una capacidad instalada nominal total de 65MW.

Para el funcionamiento de la turbina de gas la planta cuenta con un tanque almacenamiento de combustible Diésel que tiene una capacidad máxima para 280,000 galones.

La capacidad instalada representa una reserva y soporte para la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

## Antecedentes

En los últimos años se ha incrementado el nivel de demanda de generación de energía eléctrica no solo en países desarrollados, sino también en Nicaragua, lo cual conlleva a un aumento del número de instalación de plantas generadoras en un intento de satisfacer las necesidades de los consumidores. Desde el punto de vista del desarrollo económico es una situación favorable, sin embargo el problema radica en que el ambiente se ve contaminado por emisiones de gases de efecto invernadero que producen las plantas termoeléctricas convencionales como lo son el CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, etc. que contribuyen a la destrucción de la capa de ozono. Estudios revelan un potencial peligro para el medio ambiente y para las personas que habitan en zonas adyacentes a plantas eléctricas.

Las plantas eléctricas convencionales emiten una gran cantidad de gases contaminantes, además estas tienen un menor aprovechamiento de energía que viene dado por el proceso de combustión del combustible utilizado y también no olvidando que el costo de la instalación de éste tipo de plantas es mucho mayor con respecto a las plantas de ciclo combinado. Todos estos argumentos lo confirman numerosos estudios realizados en países desarrollados.

Las plantas de ciclo combinado instaladas en los países desarrollados como España, Estados Unidos, China, Argentina etc. tienen menor contaminación con respecto a las plantas eléctricas convencionales, reduciendo varias toneladas de partículas de CO<sub>2</sub>, además este método es más eficiente lo que permite ahorrar más dinero por cada KW de generación.

Actualmente en Nicaragua no hay instaladas plantas de ciclo combinado por lo que se sugiere la instalación de este nuevo método de generación de energía para un mejor aprovechamiento energético que conlleva a un ahorro económico.

## Justificación

Los efectos ambientales de una central térmica provienen del proceso de combustión, así como de las emisiones de polvo y gases contaminantes.

Como resultado del procesamiento del carbón fuel-oil, éstas centrales son importantes fuentes emisoras de agentes contaminantes, calor, ruido y vibraciones. La peor desventaja es el terrible impacto ambiental que produce ya que emite gases que provocan tanto el efecto invernadero como la lluvia ácida. En el caso del petróleo es preocupante su vertido al mar cuando se transporta ya que crea las famosas mareas negras.

En el presente trabajo se propone reconvertir las plantas termoeléctricas convencionales por las plantas de ciclo combinado para tener un mayor rendimiento energético y un menor grado de contaminación al medio ambiente. Con la realización de este proyecto se pretende ahorrar dinero debido a su menor costo de instalación, además habrá un mejor aprovechamiento del combustible empleado para la generación de energía.

Actualmente en países desarrollados se ha incrementado la instalación de plantas de ciclo combinado para reducir la emisión de gases contaminantes y además aumentar la eficiencia de generación de energía eléctrica mediante el ciclo termodinámico, ahorrando más dinero.

# Objetivos

## Objetivo general

Realizar un estudio técnico y económico para la reconversión de una planta eléctrica convencional en una planta de ciclo combinado.

## Objetivo específico

- Mostrar que las plantas de ciclo combinado son más eficientes que una planta termoeléctrica convencional.
- Valorar la reducción de emisiones de gases contaminantes por medio de la instalación de las plantas de ciclo combinado en Nicaragua.
- Determinar los costos estimados para la conversión propuesta.



## Marco teórico

Actualmente en Nicaragua no existe una termoeléctrica que utilice este método de generación, por medio de este estudio se pretende promover el uso del ciclo combinado. Se pretende mejorar el método de generación de termoeléctrica convencional por la instalación de una planta de ciclo combinado que aprovechara los gases de escape que no son utilizados y expulsados hacia la atmosfera.

El ciclo combinado pretende mejorar la eficiencia de las plantas termoeléctricas en Nicaragua ya que con ello obtenemos un mayor aprovechamiento técnico-económico y una reducción de la contaminación ambiental.

### Turbina de Gas.

Es un motor de combustión interna o motor endotérmico, es decir, que la combustión se realiza en el seno del fluido operante, constituido por una mezcla de combustible y comburente que, posteriormente, experimenta una serie de transformaciones termodinámicas.

Las turbinas de gas operan en base al principio del ciclo Brayton, en donde el aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo trabajo. En una turbina de gas con una eficiencia del 33%, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

### Turbina de Vapor.

Las turbinas son máquinas de flujo permanente, en las cuales el vapor entra por las toberas y se expande hasta una presión más pequeña. Al hacerlo el chorro de vapor adquiere una gran velocidad. Parte de la energía cinética de este chorro es cedida a los álabes de la turbina. En una Central Termoeléctrica, el trabajo producido se emplea para mover un generador eléctrico que transforma el trabajo en energía eléctrica.

La turbina de vapor es la máquina más simple, más eficiente y completa de las que usan vapor, para convertir la energía térmica en energía mecánica, ya que ocupa poco espacio, es ligera en la relación peso / potencia, es bastante eficiente y su funcionamiento es relativamente silencioso y sin vibraciones.

En la turbina de vapor, el vapor entra a una tobera en donde se expande obteniendo un flujo de vapor a gran velocidad, este vapor a alta velocidad se dirige

a un álabe móvil y lo impulsa produciendo un movimiento en la turbina, a este efecto se le conoce como de acción o impulso y cuando la tobera se encuentra montada en la turbina y puede moverse libremente, la alta velocidad del vapor de salida provoca una reacción en la tobera, haciendo girar la turbina en sentido opuesto al flujo de vapor, a este principio se le conoce como flujo - reacción.

#### Ciclo combinado de gas y de vapor

Se denomina ciclo combinado a la conjugación de dos ciclos térmicos, uno que opera con turbina de gas y otro con turbina de vapor, con el fin de utilizar mejor el calor puesto en juego en la conversión energética, y de elevar el rendimiento térmico global. Este ciclo combinado gas-vapor encuentra su fundamentación en el hecho de que la turbina de gas expulsa gases con alta energía calorífica, a los que se busca utilización en un ciclo de vapor. A medida que se han ido desarrollando turbinas de gas de mayor potencia y con temperaturas de trabajo más elevadas, se aumenta también la energía calorífica disponible en los gases de escape justificándose más su aprovechamiento. Como la turbina de gas trabaja con un gran exceso de aire, del orden del 400 al 500%, se propicia así el quemado de más combustible, para obtener todavía mayor cantidad de energía aprovechable en los gases.

Este hecho ha motivado el desarrollo de los motores de chorro, pero también ha hecho más viable el ciclo combinado de turbinas de gas y de vapor. Los gases de escape de la turbina de gas, con o sin quemado de combustible adicional, sirven de fuente caliente del ciclo de vapor. La central de ciclo combinado recibe este nombre debido a que transforma la energía calorífica del gas combustible a energía eléctrica mediante el empleo de ciclos termodinámicos. En esta central se conjugan ambos ciclos para obtener mayor eficiencia en el proceso de transformación de energía.

## **CAPÍTULO 1**

# **NOCIONES GENERALES SOBRE ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL CICLO COMBINADO**

## 1.1 Turbina de gas

### 1.1.1 Reseña histórica

La primera referencia al fenómeno en que se basa la turbina hay que buscarla en el año 150 A.C de manos del filósofo egipcio Hero, que ideó un pequeño juguete llamado Aeolipilo, que giraba a partir del vapor generado en una pequeña caldera. El juguete era una pura elucubración mental, pues no se tiene constancia de que jamás fuera construido.

En 1687 Isaac Newton anuncia sus leyes del movimiento. Entre ellas, la tercera ley anunciaba que existe un equilibrio entre acción y reacción: «para cada acción habrá una reacción de la misma fuerza e intensidad pero de sentido opuesto». Cuando las fuerzas se equilibran, son iguales en todas las direcciones. Pero al pinchar el globo o soltar la boquilla ocurre una acción que desequilibra el sistema.



**Figura: 1.1 Modelo de la primer caldera**

Fuente: <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>

La primera turbina de gas realmente construida fue concebida por J.F. Stolze en 1872 a partir de una patente de Fernihougs, y construida realmente entre 1900 y 1904. Constaba de un compresor axial multietapa, un intercambiador de calor que precalentaba el aire antes de entrar en la cámara de combustión, utilizando los gases de escape de la turbina para este fin, y una turbina de expansión multietapa. A pesar de lo genial del diseño, el poco éxito fue debido al bajo rendimiento tanto del compresor como de la turbina, por las bajas relaciones de compresión y la baja temperatura máxima alcanzada en función de los materiales disponibles en la época.



**Figura 1.2 Primera turbina de gas industrial**

Fuente: <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>

La relación de compresión era sin duda uno de los retos a superar para el desarrollo de las turbinas, pues mientras no se consiguieran compresores eficaces era imposible desarrollar turbinas con rendimientos que permitieran su desarrollo. Los primeros turbocompresores axiales de rendimiento aceptable aparecen en 1926, A. A. Griffith establece los principios básicos de su teoría del perfil aerodinámico para el diseño de compresores y turbinas, y es a partir de aquí cuando se emprende el desarrollo de los compresores axiales. La teoría del perfil aerodinámico expuesta por Griffith es sin duda un importante hito en el desarrollo de las turbinas de gas tal y como las conocemos hoy en día, y gracias a los conocimientos desarrollados por Griffith se consiguió desarrollar compresores y turbinas de alto rendimiento.

Hasta 1937 todos los desarrollos de turbinas de gas tenían una finalidad industrial, y no conseguían competir con los motores alternativos a pistón, debido siempre a su bajo rendimiento máximo (20%). Pero sus características de bajo peso y pequeño volumen hicieron que un poco antes del inicio de la segunda guerra mundial comenzara el desarrollo de turbinas para uso aeronáutico.

Así, Whittle en Gran Bretaña en 1930 concibió y patentó el uso de un reactor como medio de propulsión. Alemania, por su parte, también desarrolló en paralelo su

primer motor a reacción para aviación. En 1939 Heinkel hizo volar el primer avión utilizando un motor a reacción de gas. No obstante, con las mayores velocidades alcanzables aparecieron nuevos problemas aerodinámicos que tuvieron que ir solucionándose. Hasta el final de la guerra (1944-1945) no se consiguió que un avión propulsado consiguiera volar de forma eficiente.

Este uso masivo del motor de reacción unido a los nuevos conocimientos de aerodinámica permitió el desarrollo de turbo máquinas con alto rendimiento. De esta forma, a partir de los años 60 el uso del reactor se generalizó y en la década de los 70 prácticamente toda la aviación de gran potencia era impulsada por turbinas.

El desarrollo de la turbina de gas ha tenido históricamente tres obstáculos que han dificultado y ralentizado su desarrollo:

- La relación de compresión del compresor y su rendimiento.
- La resistencia de los materiales para poder usar altas temperaturas en la cámara de combustión y en las primeras etapas de la turbina.
- En menor medida, la dificultad para controlar todo el sistema de forma manual.

El desarrollo de la turbina de gas sólo ha sido posible tras desarrollar un compresor axial a partir de la mejora de conceptos aerodinámicos, que han permitido altas relaciones de compresión. El segundo de los pilares ha sido la innovación tecnológica en el campo de los materiales, con el desarrollo de nuevas aleaciones mono cristal y recubrimientos cerámicos. Esto, unido un profundo estudio de la refrigeración interior del alabe ha permitido alcanzar temperaturas muy altas tanto en cámara de combustión como en las primeras ruedas de álabes.

La tercera de las claves ha sido el desarrollo de la informática. El empleo de ordenadores ha permitido por un lado poder simular determinadas condiciones y comportamientos, para así mejorar los diseños. Por otro, ha permitido desarrollar sistemas de control que permiten de forma muy sencilla para el operador arrancar, parar y vigilar los principales parámetros de operación de la máquina minuto a minuto, y además pueden diagnosticar el estado técnico del equipo y predecir futuros fallos.

En la década de los 70 se intensificó el uso de turbinas para generación de electricidad. Así, en 1974 se construyó la primera instalación de 50 MW. En España, la primera turbina de gas de gran tamaño (260 MW) se puso en marcha en el año 2002, arrancando la era de las centrales térmicas de ciclo combinado que ya había comenzado hacía tiempo en otros países.

### **1.1.2 Tipos de turbinas de gas**

Las turbinas de gas son equipos capaces de transformar la energía química contenida en un combustible en energía mecánica, ya sea para su aprovechamiento energético o como fuerza de impulso de aviones, automóviles o barcos.

Pueden clasificarse según el origen de su desarrollo, por el diseño de su cámara de combustión y por su número de ejes.

Turbina de gas aeroderivadas.

Proviene del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como micro turbinas. Sus principales características son su gran fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es una operación tan crítica como en otros tipos de turbinas de gas.

Pueden alcanzar potencias de hasta 50 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal. Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.

Turbina de gas industriales.

La evolución de su diseño se ha orientado siempre a la producción de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga sin paradas ni arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a los 500 MW, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en posteriores aplicaciones de cogeneración. Su mantenimiento debe realizarse in situ debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

Turbina de cámara de combustión tipo silo.

En estos diseños la cámara aparece dispuesta sobre la parte superior de la turbina. Los inyectores se instalan atravesando el techo superior de la cámara, y los gases de escape llegan a la turbina de expansión por una abertura inferior conectada a ésta. Su diseño no está muy expandido, y se restringe a turbinas de H<sub>2</sub> y otros combustibles experimentales.

Turbina de cámara de combustión anular.

En este caso la cámara consiste en un cilindro orientado axialmente instalado alrededor del eje. Tiene un único tubo de llama y entre 15 y 20 inyectores. Consiguen una buena refrigeración de los gases de combustión y bajas pérdidas de carga, aunque su distribución de temperaturas y mezcla combustible/comburente es menos uniforme que en cámaras tubo anulares.

Este diseño se utiliza por los fabricantes Alstom y Siemens, y en general en turbinas aeroderivadas.

#### Turbina de cámara de combustión tuboanular

Una serie de tubos distribuidos alrededor del eje de forma uniforme conforman este diseño de cámara de combustión. Cada una posee un único inyector y bujía. Tienen mejor resistencia estructural que las anulares, pero menor rendimiento y mayor peso. Además si una de ellas deja de funcionar y no es detectado, pueden producirse grandes diferencias de temperaturas en la estructura. La pieza de transición, que es la que recoge todos los gases de combustión para dirigirlos a la turbina de expansión, es una parte delicada de la instalación. Ésta tecnología es utilizada en sus diseños por Mitsubishi y General Electric.

#### Turbina monoeje.

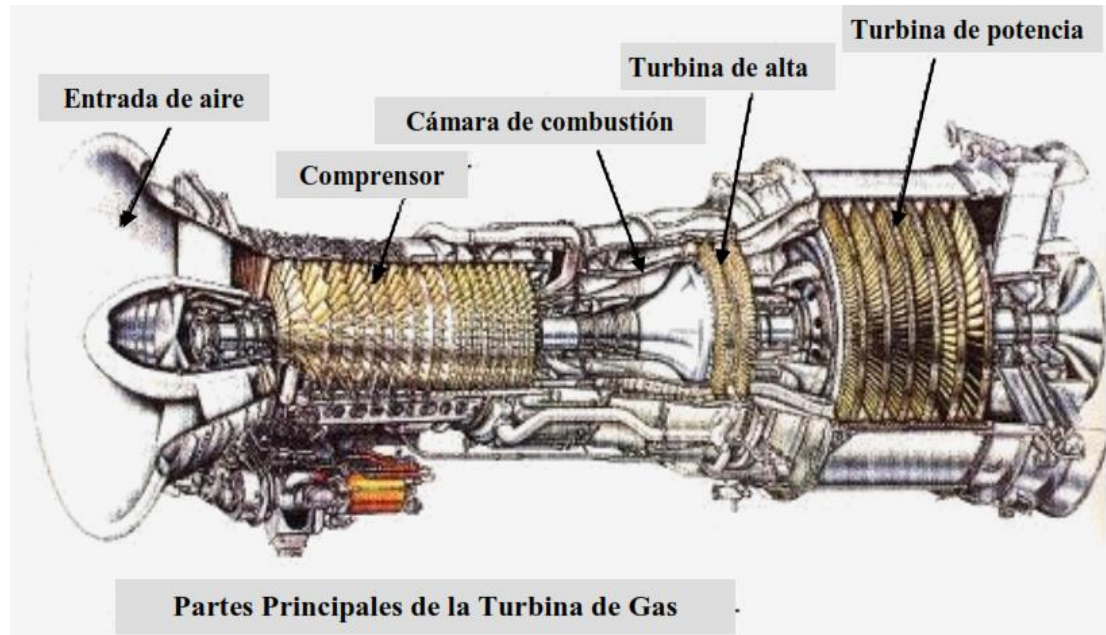
El compresor, turbina de expansión y generador giran de forma solidaria con un único eje de rotación. La velocidad de giro es en la inmensa mayoría de los casos de 3000 rpm, forzado por la frecuencia que debe tener el rotor del generador eléctrico al verter a la red general (60 Hz). Es el diseño usual en las grandes turbinas comerciales de generación eléctrica.

#### Turbina multieje.

La turbina de expansión se encuentra dividida en dos secciones, la primera o turbina de alta presión, se encuentra unida al compresor axial al que proporciona la potencia necesaria para su funcionamiento. La segunda sección comparte eje con el generador, aprovechándose la energía transmitida en la generación de electricidad. Esta tecnología es utilizada en aeroderivadas y turbinas de pequeña potencia, y ofrece un mejor comportamiento frente a variaciones de carga.



### 1.1.3 Partes principales de la turbina de gas



**Figura 1.3 Partes de la turbina de gas**

Fuente: Renovetec

Los principales elementos de la turbina de gas son cinco: la admisión de aire, el compresor, la cámara de combustión, la turbina de expansión y el rotor.

A continuación se detallan las principales características de cada uno de estos elementos.

#### 1.1.3.1 Admisión de aire

El sistema de admisión de aire consta de todos los elementos necesarios para que el aire entre en la turbina en las condiciones más adecuadas de presión, temperatura y limpieza. Para ello cuenta con filtros de varios tipos, que se encargarán de eliminar la suciedad que pueda arrastrar el aire; y de una serie de sistemas que acondicionarán la temperatura para facilitar que entre a la turbina la mayor cantidad posible de masa de aire.

### 1.1.3.2 Compresor de aire



**Figura 1.4: Rotor de un compresor axial.** Fuente: Renovetec

La función del compresor es elevar la presión del aire de combustión (una vez filtrado) antes que entre en la cámara de combustión, en una relación que varía según la turbina pero que normalmente está comprendida entre 10:1 y 40:1. Esta compresión se realiza en varias etapas y consume aproximadamente las 2/3 partes del trabajo producido por la turbina.

El control de la entrada de aire para la combustión se realiza variando el ángulo de inclinación de las ruedas iniciales de álabes del compresor. A mayor ángulo, mayor cantidad de aire de entrada al compresor, y por tanto, a la turbina. Este método se usa para mejorar el comportamiento a carga parcial de la turbina de gas.

Una parte del aire del compresor se utiliza para refrigeración de álabes y de la cámara de combustión, de forma que aproximadamente un 50% de la masa de aire es usado para este fin.

### 1.1.3.3 Cámara de combustión

En ella tiene lugar la combustión a presión constante del gas combustible junto con el aire. Esta combustión a presión obliga a que el combustible sea introducido a un nivel de presión adecuado, que oscila entre 16 y 50 bar.

Debido a las altas temperaturas que pueden alcanzarse en la combustión y para no reducir demasiado la vida útil de los elementos componentes de la cámara, se trabaja con un exceso de aire alto, utilizando del 300 al 400% del aire teórico necesario, con lo que se consigue por un lado reducir la temperatura de llama y

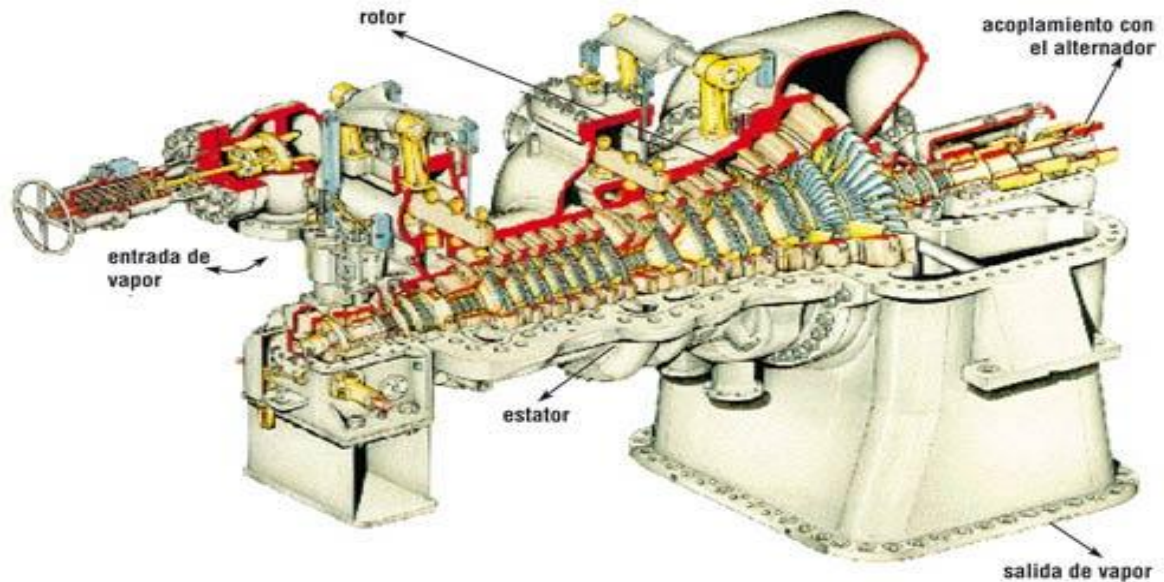
por otro refrigerar las partes más calientes de la cámara. Parte del aire que procede del compresor, se dirige directamente hacia las paredes de la cámara de combustión para mantener su temperatura en valores convenientemente bajos. Otra parte se hace circular por el interior de los álabes de la turbina, saliendo por orificios en los bordes que crean una película sobre la superficie de los álabes.

#### **1.1.3.4 Turbina de expansión**

En la turbina es donde tiene lugar la conversión de la energía contenida en los gases de combustión, en forma de presión y temperatura elevada (entalpía), a potencia mecánica (en forma de rotación de un eje). Como se ha indicado antes, una parte importante de esta potencia es absorbida directamente por el compresor.

Los gases, que entran a la turbina a una temperatura de 1200-1400°C y una presión de 10 a 30 bar., salen a unos 450-600°C. Esa alta temperatura hace que la energía que contienen pueda ser aprovechada bien para mejorar el rendimiento de la turbina (con un sistema conocido como REGENERACIÓN, que consiste en utilizar estos gases para calentar adicionalmente la mezcla en la cámara de combustión) o bien, como es más habitual, para generar vapor en una caldera de recuperación. Ese vapor posteriormente se introduce en una turbina de vapor consiguiéndose un aumento del rendimiento global igual o incluso superior al 55% (el rendimiento de la turbina de gas es de 30-35%).

## 1.2 Turbina de vapor



**Figura 1.5: Turbina de vapor.** Fuente: Turbinas de vapor industriales SIEMENS

### 1.2.1 Introducción

La turbina de vapor de una planta de cogeneración es un equipo sencillo y, como máquina industrial, es una máquina bien conocida y muy experimentada. Más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbinas de vapor. El funcionamiento es muy sencillo: se introduce vapor a una temperatura y presión determinadas y este vapor hace girar unos álabes unidos a un eje rotor; a la salida de la turbina, el vapor que se introdujo tiene una presión y una temperatura inferior. Parte de la energía perdida por el vapor se emplea en mover el rotor. Necesita también de unos equipos auxiliares muy sencillos, como un sistema de lubricación, de refrigeración, unos cojinetes de fricción, un sistema de regulación y control, y poco más.

La turbina es un equipo tan conocido y tan robusto que si se utiliza de la manera correcta tiene una vida útil larga y exenta de problemas. Eso sí hay que respetar cuatro normas sencillas:

- 1) Utilizar un vapor de las características físico-químicas apropiadas.
- 2) Respetar las instrucciones de operación en arranques, durante la marcha y durante las paradas del equipo.

- 3) Respetar las consignas de protección del equipo, y si da algún síntoma de mal funcionamiento (vibraciones, temperaturas elevadas, falta de potencia, etc.) parar y revisar el equipo, nunca sobrepasar los límites de determinados parámetros para poder seguir con ella en producción o incluso poder arrancarla.
- 4) Realizar los mantenimientos programados con la periodicidad prevista.

Son normas muy sencillas, y sin embargo, casi todos los problemas que tienen las turbinas, grandes o pequeños, se deben a no respetar alguna o algunas de esas 4 normas.



**Figura 1.6: Turbina de vapor abierta.** Fuente: Turbinas de vapor industriales SIEMENS

### 1.2.2 Clasificación de las turbinas de vapor

Existen varias clasificaciones de las turbinas dependiendo del criterio utilizado, aunque los tipos fundamentales que nos interesan son:

- Según el número de etapas o escalonamientos:
  - 1) Turbinas mono etapa, son turbinas que se utilizan para pequeñas y medianas potencias.
  - 2) Turbinas multi etapa, aquellas en las que la demanda de potencia es muy elevada, y además interesa que el rendimiento sea muy alto.
- Según la presión del vapor de salida:
  - 1) Contrapresión, en ellas el vapor de escape es utilizado posteriormente en el proceso.
  - 2) Escape libre, el vapor de escape va hacia la atmósfera. Este tipo de turbinas despilfarra la energía pues no se aprovecha el vapor de escape en otros procesos como calentamiento, etc.

3) Condensación, en las turbinas de condensación el vapor de escape es condensado con agua de refrigeración. Son turbinas de gran rendimiento y se emplean en máquinas de gran potencia.

- Según la forma en que se realiza la transformación de energía térmica en energía mecánica:

1) Turbinas de acción, en las cuales la transformación se realiza en los álabes fijos.

2) Turbinas de reacción, en ellas dicha transformación se realiza a la vez en los álabes fijos y en los álabes móviles.

- Según la dirección del flujo en el rodete.

1) Axiales, el paso de vapor se realiza siguiendo la dirección del eje de la turbina. Es el caso más normal.

2) Radiales, el paso de vapor se realiza siguiendo todas las direcciones perpendiculares al eje de la turbina.

- Turbinas con y sin extracción.

En las turbinas con extracción se extrae una corriente de vapor de la turbina antes de llegar al escape.

### **1.2.3 Estudio constructivo de los elementos de las turbinas.**

- Rotor: Es la parte móvil de la turbina.
- Estator o carcasa: Parte fija que aloja el rotor y sirve de armazón y sustentación a la turbina.
- Álabes: Órganos de la turbina donde tiene lugar la expansión del vapor.
- Álabes fijos: Van ensamblados en los diafragmas que forman parte del estator. Sirven para darle la dirección adecuada al vapor y que empuje sobre los álabes móviles.
- Diafragmas: Son discos semicirculares que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes fijos.
- Cojinetes: Son los elementos que soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina. Los cojinetes pueden ser radiales, que son aquellos que soportan los esfuerzos verticales y el peso del eje, o axiales, soportan el esfuerzo en la dirección longitudinal del eje.



- **Sistemas de estanqueidad:** Son aquellos sistemas de cierre situados a ambos extremos del eje de la turbina que evitan que escape el vapor de la turbina.

1) **Sellados del rotor:** Son elementos mecánicos que evitan que escape vapor de la turbina al exterior, por los lados del eje en las carcassas de alta y de media presión y además evitan la entrada de aire en las carcassas de baja presión. Pueden ser de metal o de grafito. Normalmente en las máquinas de gran potencia los cierres son metálicos de tipo laberinto.

2) **Regulación del sistema de sellado en una turbina de condensación.**

- **Estanqueidad interior:** Son los mecanismos que evitan la fuga de vapor entre los álabes móviles y fijos en las etapas sucesivas de la turbina.

### **1.2.4 Circuito de vapor y condensado**

Descripción del circuito de vapor a través de una turbina.

- Turbinas de contrapresión.
- Turbinas de condensación.
- Turbinas de extracción y condensación.

a) **Válvulas de parada,** actúan por seguridad de la turbina y en situaciones de emergencia. Tienen la misión de cortar el flujo de vapor de entrada.

b) **Válvulas de control y regulación,** válvulas de vapor de entrada que proporcionan el caudal de vapor deseado para dar la potencia requerida por la turbina.

**Sistemas de vacío y condensado en turbinas de condensación.**

- **Condensador,** su función es establecer el mayor vacío posible eliminando el calor de condensación del vapor de agua.
- **Eyectores,** se encargan de eliminar los gases incondensables que hay en el condensador, procedente de las fugas de aire y de los gases disueltos en el condensado, etc.
- **Bombas de condensado,** tienen por misión desalojar el condensado producido en el escape de la turbina. Problemas si el nivel de condensado es demasiado alto y no quedan tubos libres para condensar el vapor.
- **Purgas de condensado del cuerpo de la turbina y líneas de vapor de entrada y salida,** sistema que permite la eliminación del condensado de equipo y líneas cuando la turbina está en situación de parada y puesta en marcha.

### 1.2.5 Sistemas de aceite de la turbina

Este sistema tiene dos misiones fundamentales en las turbinas de vapor: una como elemento hidráulico del sistema de regulación de la turbina, para accionamiento de servomotores y otros mecanismos y otra como elemento lubricante de las partes móviles, como cojinetes, reductores, etc.

Dependiendo que la turbina sea a contrapresión o a condensación los sistemas de aceite pueden ser más o menos complejos.

1) Ejemplo de sistemas de aceite en una turbina de contrapresión.

- Sistema de aceite de lubricación.
- Sistema de aceite de mando y regulación.
- Bomba auxiliar de aceite o bomba de puesta en marcha. Puede ser manual o movida por un motor o turbina.
- Bomba incorporada o bomba principal de aceite. Accionada por el eje de la turbina.

2) Ejemplo de sistema de aceite en una turbina de condensación.

- Sistema de aceite de lubricación.
- Sistema de aceite de mando o regulación.
- Sistema de aceite primario.
- Sistema de aceite de cierre rápido o seguridad.

Equipos principales de los sistemas de aceite.

- 1) Tanques de aceite.
- 2) Bombas de aceite, principal y reserva.
- 3) Refrigerantes de aceite.
- 4) Filtros de aceite.
- 5) Calentador de aceite. Termostato de alta y baja temperatura.
- 6) Extractor de gases de aceite.
- 7) Equipos de purificación de aceite.



### **1.2.6 Regulación de la velocidad**

- a) Objetivo de la regulación. El objetivo principal de la regulación de la velocidad en las turbinas es mantener el número de rpm constante independientemente de la carga de la turbina.
- b) Turbinas de pequeña y mediana potencia. Normalmente la válvula de parada de emergencia y de regulación de entrada de vapor es la misma. Regulación por estrangulación o laminación.
- c) Turbinas de gran potencia. En ellas, las válvulas de parada y de regulación son independientes entre sí.
- d) Regulación por variación del grado de admisión o del número de toberas de entrada.

Regulación de velocidad en una turbina de extracción y condensación.

- e) Aumento de potencia sin modificar el caudal de extracción. Cualquier aumento o disminución de potencia demandada por la turbina se traduce en un aumento o disminución del caudal que pasa a través de ella cumpliéndose en cada caso que el caudal que aumenta o disminuye a través de las válvulas de entrada de vapor del cuerpo de alta es el mismo que aumenta o disminuye a través de las válvulas del cuerpo de baja, permaneciendo constante el caudal de extracción.
- f) Aumento del caudal de extracción permaneciendo constante la potencia de la turbina. Cualquier aumento del caudal de extracción demandado por el proceso se traduce por un aumento del caudal a través de las válvulas del cuerpo de alta y una disminución del caudal a través de las válvulas del cuerpo de baja, cumpliéndose en cada caso que el aumento de potencia que da el cuerpo de alta presión es compensado por una disminución de potencia en el cuerpo de baja presión, permaneciendo constante la potencia total de la turbina.

### **1.2.7 Dispositivos de seguridad en las turbinas de vapor**

Son mecanismos que protegen a la turbina contra anomalías propias de la máquina, del proceso o bien de la máquina arrastrada por la turbina.

- 1) Ejemplos de disparo en turbinas de contrapresión.
  - Disparo por sobrevelocidad. Evita el embalamiento de la turbina al faltarle la carga que arrastra.
  - Disparo por baja presión de aceite de lubricación. Protege a la máquina para evitar el roce entre el eje y el estator.

- Disparo manual de emergencia. Para que el operador pueda parar a voluntad la máquina ante cualquier anomalía, como pueden ser vibraciones o ruidos anormales, fuga de aceite al exterior, etc.

## 2) Ejemplos de disparo en turbinas de gran potencia (condensación).

- Dispositivo de disparo de aceite del cierre rápido. Dispositivo mecánico sobre el que actúan los siguientes disparos mecánicos de la turbina.
  - a) Sobrevelocidad.
  - b) Disparo manual de la turbina.
  - c) Disparo por desplazamiento axial.
    - Dispositivo de disparo por falta de vacío. Dispositivo mecánico que dispara la máquina al subir la presión de escape de vapor en el condensador.
    - Dispositivo de disparo a distancia mediante válvula electromagnética. De este dispositivo de disparo cuelgan todas aquellas seguridades de la máquina, del proceso o de la máquina arrastrada. A la válvula electromagnética le llega una señal eléctrica que energiza una válvula solenoide que enviara al tanque el aceite del cierre rápido cerrando las válvulas de parada y de regulación de vapor de la turbina.

Entre los disparos mencionados que afectan a este dispositivo están:

- a) Paros manuales a distancia desde el panel principal y local.
- b) Baja presión de aceite de lubricación.
- c) Baja temperatura del vapor de entrada a la turbina.
- d) Baja presión del vapor de 100 a la turbina.
- e) Disparo por alto valor de vibraciones y de desplazamiento axial.
- f) Disparos de la máquina arrastrada que también paran la turbina.
- g) Disparo por bajo nivel de aceite de sello a los cierres del compresor.
- h) Disparo por altos niveles de líquido en los depósitos de aspiración del compresor.

Otros dispositivos de seguridad en las turbinas.

- a) Válvula de seguridad del condensador.
- b) Válvulas de seguridad de la línea de extracción.

### **1.3 Caldera de recuperación de calor**

Funcionamiento de la caldera de recuperación de calor.

La caldera de recuperación de calor o HRSG (heat recovery steam generator) en un ciclo combinado es el elemento encargado de aprovechar la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor. Con posterioridad, ese vapor puede transformarse en electricidad por una turbina de gas, ser utilizado en procesos industriales o en sistemas de calefacción centralizados.

Las calderas de recuperación de calor pueden clasificarse en calderas con o sin postcombustión y en calderas horizontales o verticales y también por el número de veces que el agua pasa a través de la caldera conocida como OTSG (One Time Steam Generator).



**Figura 1.7: Caldera de recuperación de calor**

Fuente: OPEX ENERGY ([http://opex-energy.com/ciclos/calderas\\_hrsg.html](http://opex-energy.com/ciclos/calderas_hrsg.html))

### **1.3.1 Partes de la caldera de recuperación de calor**

Las partes principales de una caldera de recuperación de calor son:

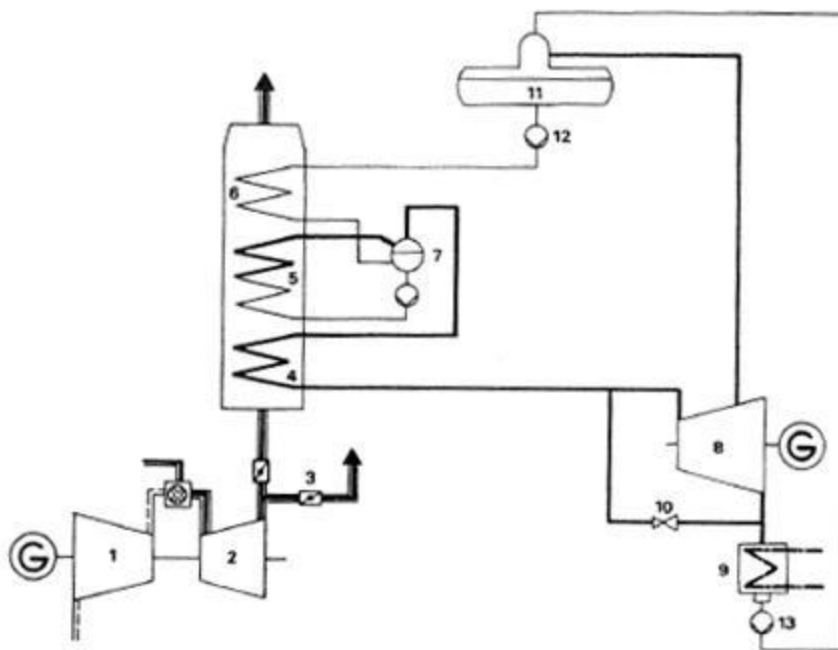
- Desgasificador: es el encargado de eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación, oxígeno principalmente y otros gases que nos podría provocar corrosiones.
- Tanque de agua de alimentación: deposito donde se acumula el agua que alimenta a nuestro sistema, esta agua debe ser muy pura para evitar impurezas que nos podrían obstruir los conductos, erosionarlos o corroerlos por las sustancias que llevasen con ellos.
- Calderín: es el lugar de donde se alimenta el evaporador de agua y el sobrecalentador de vapor. Puede haber diferentes tipos de calderines según la turbina de vapor que alimenten ya sean de baja, media o alta presión.
- Bombas de alimentación: son las encargadas de enviar el agua desde el tanque de agua de alimentación a su calderín correspondiente.
- Economizadores: son los intercambiadores encargados de precalentar el agua de alimentación con el calor residual de los gases de escape, aprovechando su energía con lo que aumentamos el rendimiento de nuestra instalación y evitamos saltos bruscos de temperatura en la entrada de agua.

- **Evaporadores:** son intercambiadores que aprovechan el calor de los gases de escape de temperatura intermedia para evaporar el agua a la presión del circuito correspondientes, la circulación del agua a través de ellos puede ser forzada o natural, en la forzada se utilizan bombas y en la natural el efecto termosifón, aunque también se usan bombas en los momentos de arranque o cuando sea necesario, devolviendo el vapor al calderín.
- **Sobrecalentadores y Recalentadores:** son los intercambiadores que se encuentran en la parte más cercana a la entrada de los gases procedentes de la combustión en la turbina de gas, el vapor que sale ya está listo para ser enviado a la turbina de vapor, este vapor debe ser lo más puro posible y debe ir libre de gotas de agua que deteriorarían nuestra turbina, también debemos tener controlada la temperatura y presión del vapor para evitar estrés térmico en los diferentes componentes.

### **1.3.2 Tipos de caldera**

**Acuotubular:** Son aquellas calderas en las que el fluido de trabajo se desplaza por tubos durante su calentamiento. Son las más utilizadas en las centrales termoeléctricas, ya que permiten altas presiones a su salida y tienen gran capacidad de generación.

**Pirotubular:** En este tipo, el fluido en estado líquido se encuentra en un recipiente atravesado por tubos, por los cuales circulan gases a alta temperatura, producto de un proceso de combustión. El agua se evapora al contacto con los tubos calientes produciendo a la circulación de los gases de escape.



**Figura 1.8: Esquema del sistema de recuperación de calor.**

Fuente: Centrales térmicas de ciclo combinado

(<http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>)

Dónde:

- |                                    |   |
|------------------------------------|---|
| 1) Compresor.                      | 8) Turbina de vapor                                   |
| 2) Turbina de Gas.                 | 9) Condensador.                                       |
| 3) By-pass                         | 10) By-pass de vapor.                                 |
| 4) Sobrecalentador o recalentador. | 11) Depósito de agua de alimentación/ Desgasificador. |
| 5) Evaporador.                     | 12) Bomba de alimentación.                            |
| 6) Economizador.                   | 13) Bomba de condensado.                              |
| 7) Calderín.                       |   |

## **CAPITULO 2**

# **CICLO COMBINADO**

## 2.1 Introducción

Las plantas de ciclo combinado se diseñan con el propósito de aprovechar al máximo el calor sobrante contenido en los gases de escape de las turbinas de combustión, logrando así eficiencias nunca antes obtenidas en algún otro proceso térmico.

En el curso de los últimos años las centrales eléctricas de ciclo combinado con turbinas de vapor y gas han conseguido una gran aceptación a nivel mundial. Hoy en día la potencia total de pedidos anuales de centrales de ciclo combinado en todo el mundo viene adquiriendo un gran crecimiento en el mercado eléctrico.

El alto grado alcanzado por estas se debe a los considerables progresos en los distintos campos tecnológicos. Gracias a las mejoras en los materiales y tecnologías de refrigeración, fue posible aumentar fuertemente la temperatura de entrada a la turbina de gas, lo que explica un mayor rendimiento. Mientras tanto, lo que se refiere a la combustión, las últimas tecnologías de quemadores han permitido reducir las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) a niveles muy bajos. Así mismo el lado de vapor con circuitos mejorados, como evaporación de tres niveles de presión y turbinas de vapor más compactas con rendimiento elevado, ha prestado su contribución a la utilización de un mejor combustible.

En este capítulo se pretende dar una visión de los principios de funcionamiento del ciclo combinado en cuanto a sus aspectos térmicos se refiere. En él se da una noción de rendimiento que puede alcanzar un ciclo combinado así como las diferentes pérdidas y sus causas.

Como su propio nombre lo indica un ciclo combinado es el resultado de la combinación de dos ciclos termodinámicos de generación de energía. El objetivo básico que se persigue en la combinación de ambos ciclos es mejorar el rendimiento global en la producción de energía, ya que uno de los ciclos aprovecha el calor que el otro cede.



## 2.2 El ciclo combinado

### 2.2.1 Definición

Un ciclo combinado es un sistema termodinámico que comprende dos o más ciclos de potencia, cada uno usando un fluido de trabajo diferente. Combinando dos ciclos de potencia independientes puede resultar en mayor eficiencia que operando cada ciclo independientemente. Para alcanzar mayor eficiencia que cualquiera de los ciclos operando independientemente, los dos ciclos deben intercambiar energía. El ciclo Brayton para turbinas de gas y el ciclo Rankine para turbinas de vapor son dos ciclos que se complementan uno al otro para formar ciclos combinados eficientes. El ciclo Brayton tiene una fuente a alta temperatura y desecha calor a una temperatura tal que puede ser fuente de energía o suplemento de la fuente de energía para el ciclo Rankine en un ciclo combinado.

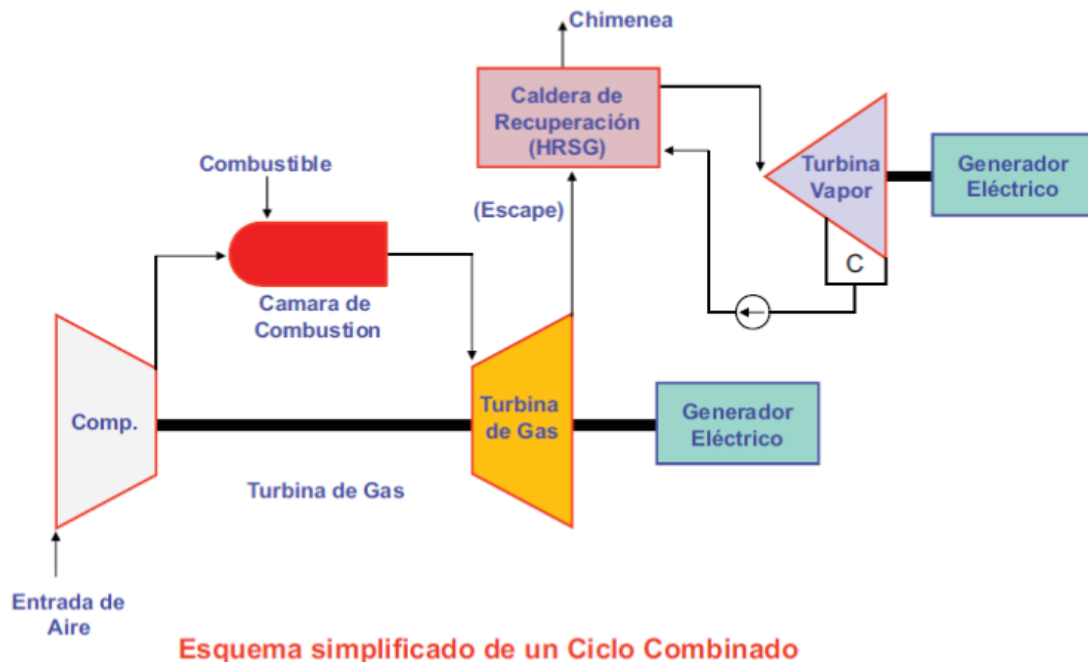
Conceptualmente, una central de ciclo combinado con turbina de gas parte de una turbina de gas convencional a la que se ha añadido una caldera de recuperación del calor de los gases de escape, pues, en las turbinas de gas de ciclo abierto este calor quedaba desaprovechado. Con el calor de los gases de escape, con una temperatura superior a los 500°C, se produce vapor de agua que es dirigido a una segunda turbina convencional de vapor. Tanto la turbina de gas como la de vapor están acopladas a dos generadores eléctricos.

Los componentes principales de un ciclo combinado son:

- Turbina de gas.
- Caldera de recuperación de calor.
- Turbina de vapor.
- Condensador.
- Tanque de agua de alimentación/Desgasificador.
- Ciclo de agua de refrigeración.
- Generadores.

Los equipos clave de estos ciclos son: la turbina de gas y la caldera de recuperación.

En la figura 2.1 se puede ver el esquema simplificado de una planta eléctrica de ciclo combinado.



**Figura 2.1: Esquema de un ciclo combinado.**

Fuente: ENDESA EDUCA ([http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado))

Esta combinación de dos ciclos termodinámicos (turbina de gas más turbina de vapor de agua) es lo que permite que su rendimiento energético sea muy elevado, cercano al 58% (es decir, la relación entre energía eléctrica generada y la energía utilizada es 0,58), cuando en las turbinas de gas de ciclo abierto el rendimiento es del orden del 35%.

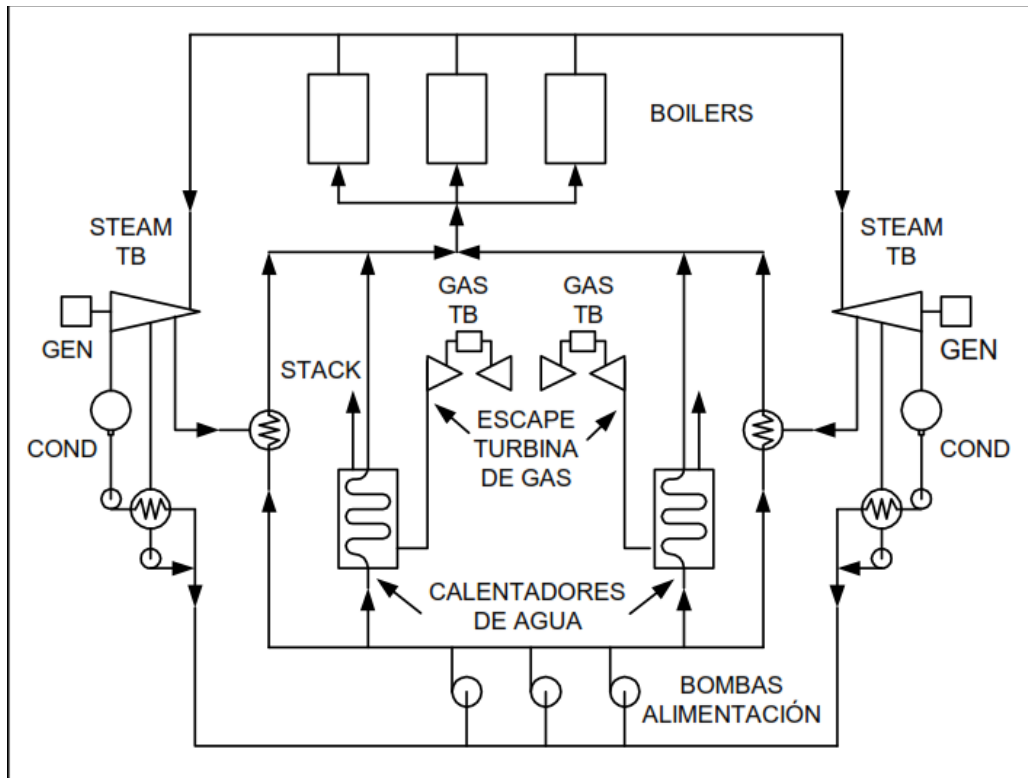
Los elevados rendimientos obtenidos no sólo suponen una economía en el combustible necesario para generar un KWh sino también, un menor impacto ambiental debido a la menor emisión de CO<sub>2</sub> por KWh producido, así como emisiones prácticamente nulas de partículas sólidas y de otros gases contaminantes como NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>.

### 2.2.2 Reseña histórica

El desarrollo comercial de ciclos combinados con turbinas de gas y de vapor ha avanzado en paralelo con el desarrollo de las turbinas de gas. La primera turbina de gas instalada en los Estados Unidos para generación eléctrica en un ciclo combinado fue una turbina de 3.5 MW, de la cual se empleó la energía de los gases de escape para calentar el agua de alimentación de una unidad de vapor convencional de 35 MW. Este sistema entró en servicio en junio de 1949, y un

sistema similar fue añadido a esta estación en 1952, tal como se muestra en el diagrama esquemático de la figura 2.2.

Muchos sistemas de generación de potencia con ciclo combinado instalados en los años 1950 y 1960 incluyeron calderos convencionales. Estos sistemas fueron básicamente adaptaciones de plantas de vapor convencionales utilizando los gases de escape de turbinas a gas como aire de combustión para la caldera. La eficiencia de este tipo de ciclos combinados era aproximadamente 5 a 6% mayor que aquel de una planta de vapor convencional similar.



**Fig.2.2: Diagrama del primer ciclo combinado para generación de potencia.**

Fuente: Centrales térmicas de ciclo combinado

(<http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>)

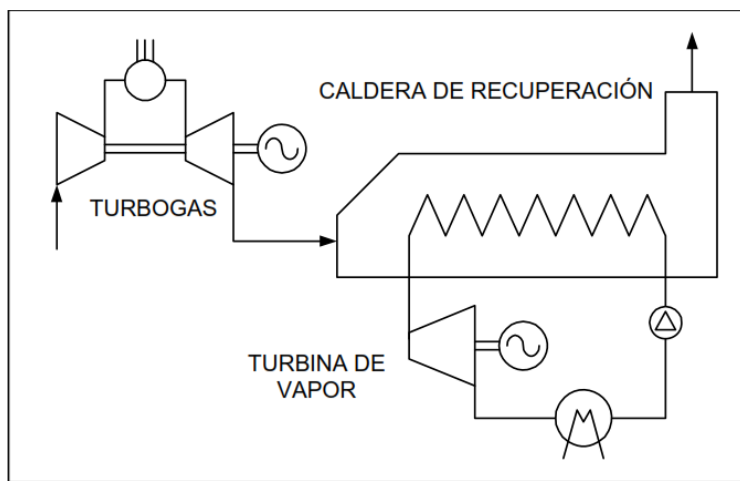
Durante el año 1960 el ciclo combinado tipo recuperación de calor se volvió el tipo dominante. Su aplicación inicial fue en ciclos de potencia y calor en donde la razón de potencia a calor fue favorable a muchos procesos químicos y petroquímicos. Un pequeño número de ciclos combinados tipo recuperación de calor fueron instalados en el año 1960. Cuando turbinas de gas por encima de 50 MW de capacidad fueron introducidas en el año 1970, el ciclo combinado por recuperación de calor experimentó un rápido crecimiento en aplicaciones de utilización eléctrica. Estos han desarrollado en los más eficientes sistemas de generación de potencia encendidos por combustibles fósiles.

El ciclo combinado por recuperación de calor es el más ampliamente usado hoy para generación de potencia y cogeneración. Para aplicaciones de generación de potencia los ciclos combinados por recuperación de calor “sin encendido” son los más eficientes debido a sus componentes modulares que proporcionan un bajo costo instalado, haciendo que estas plantas de potencia sean muy económicas. Ciclos combinados por recuperación de calor sin encendido son también extensivamente usados para aplicaciones de potencia y calor, pero la eficiencia de estos sistemas puede ser mejorada por combustión adicional de combustible en la caldera de recuperación de calor.

Anteriormente se explicó el proceso de los dos ciclos termodinámicos de manera independiente, ahora bien se mostrará el acoplamiento de estos dos ciclos con el propósito de generar energía eléctrica de manera más eficiente, menos contaminante y por ende implica menos costos de inversión. A continuación veremos la secuencia de las partes que conforman el ciclo combinado:

### 2.2.3 El ciclo combinado gas-vapor

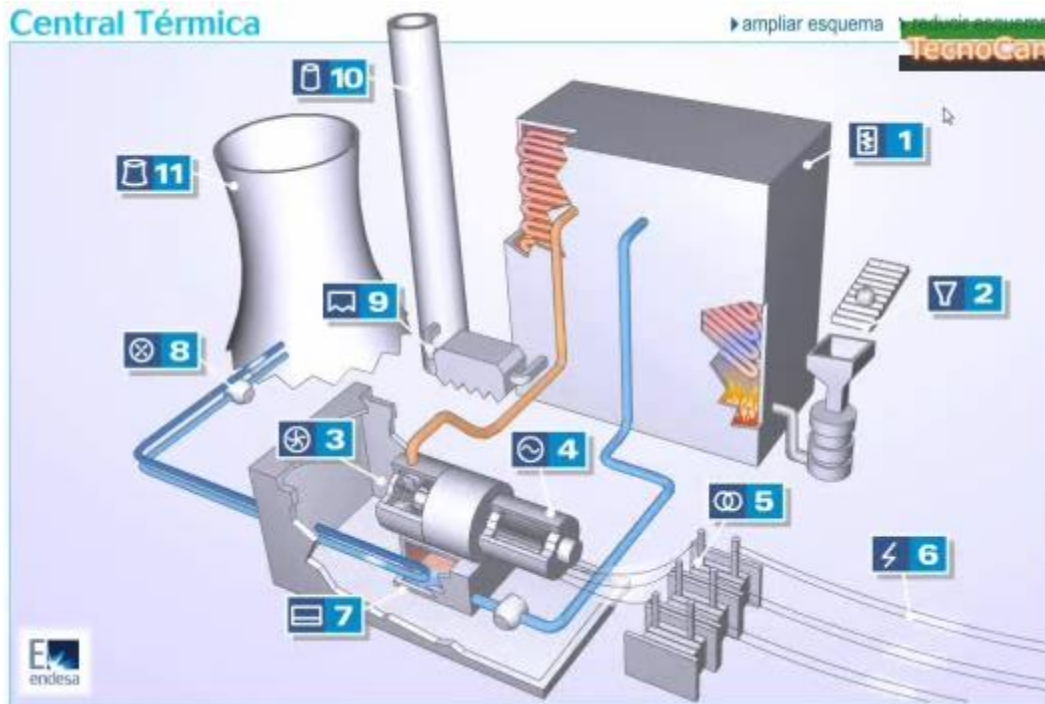
Es la variante más difundida y significativa, consiste en el acoplamiento de una turbina de gas con un ciclo de vapor de agua, en el cual el calor entrante en el ciclo de vapor es obtenido por recuperación térmica efectuada a los productos de combustión descargados por la turbina de gas. En la figura 2.5 se muestra este principio. En esta esquematización se distingue muy bien el rol del ciclo "superior" de gas, que opera a la temperatura más elevada, y del ciclo "inferior" de vapor, sobrepuesto al anterior, que utiliza el calor descargado al nivel termodinámicamente inferior.



**Fig.2.3: Esquema simplificado de un ciclo combinado sin combustión suplementaria.** Fuente: Centrales térmicas de ciclo combinado

(<http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>)

El esquema de la figura 2.4, el más simple e inmediato, es caracterizado por una separación física neta entre el gas y el vapor, constituida por la pared de tubos de la caldera de recuperación, y por tanto excluye cualquier interacción y mezcla entre los dos fluidos.



**Figura. 2.4: Central termoeléctrica convencional**

Fuente: ENDESA.com

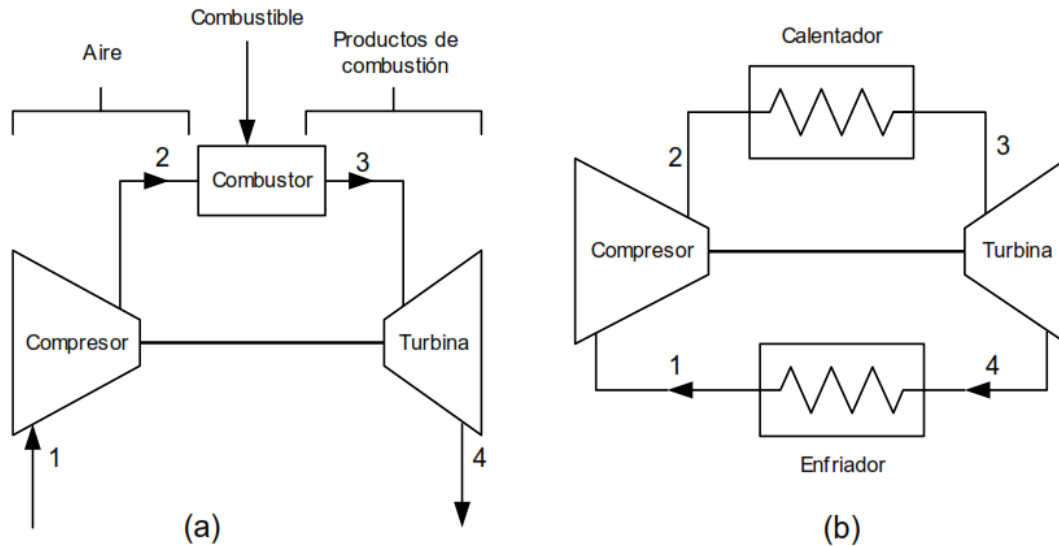
## **2.2.4 Ciclos de potencia que conforman el ciclo combinado**

### **2.2.4.1 Ciclo de potencia de turbina de gas**

Las turbinas de gas operan con un ciclo termodinámico llamado ciclo de Brayton que a continuación se verá detalladamente.

#### **2.2.4.1.1 El ciclo de Brayton**

Las turbinas a gas operan en un ciclo abierto como se muestra en la figura 2.5(a). El aire que entra al compresor aumenta de presión, luego pasa al combustor donde se efectúa la ignición o quema del combustible, y este proceso eleva la temperatura de los gases producto de la combustión, los cuales entran luego a la turbina en donde se expanden realizando trabajo. Por último tales gases salen de la máquina y escapan a la atmósfera.



**Fig. 2.5: Disposiciones de sistemas con turbina de gas: (a) ciclo abierto y (b) ciclo cerrado**

Fuente: Centrales térmicas de ciclo combinado

(<http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>)

El ciclo Brayton estándar de aire es el ciclo ideal para una turbina de gas como sistema cerrado según se ve en la figura 2.5 (b). En este caso los procesos de compresión y expansión permanecen iguales, pero el proceso de combustión se sustituye por un proceso de adición de calor a presión constante de una fuente externa y el proceso de escape se reemplaza por uno de rechazo de calor a presión constante hacia el aire ambiente. Está integrado por cuatro procesos internamente reversibles:

- 1 - 2 Compresión isentrópica (en un compresor).
- 2 - 3 Adición de calor a presión constante.
- 3 - 4 Expansión isentrópica (en una turbina).
- 4 - 1 Rechazo de calor a presión constante.

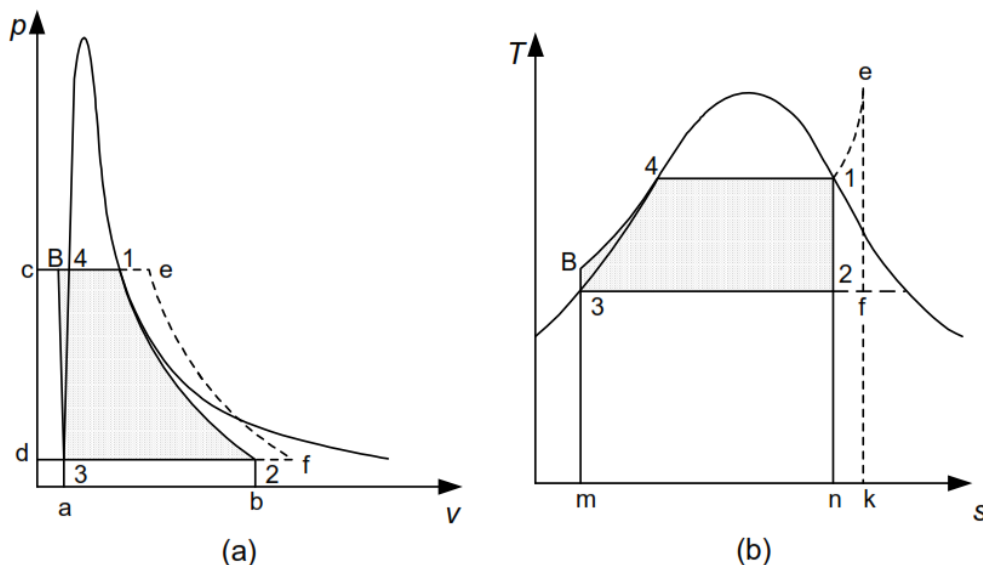
#### 2.2.4.2 Ciclo de potencia de turbinas de vapor

El ciclo termodinámico realizado en una turbina de vapor se denomina “Ciclo de Rankine”.

##### 2.2.4.2.1 El ciclo de Rankine

El ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia.

El ciclo Rankine se ilustra en la figura 2.6 en los planos  $p-v$  y  $T-s$ . El vapor sale de la caldera, por ejemplo, en el estado 1, es conducido a la máquina sin pérdidas (ciclo ideal), se expande isentrópicamente en la turbina de vapor ideal hasta el estado 2, y pasa luego al condensador. El agua de circulación condensa el vapor a líquido saturado en 3, desde donde se bombea isentrópicamente al generador de vapor en el estado de líquido comprimido a subenfriado. Por lo general entra al economizador del generador de vapor antes de ingresar al tambor de la caldera. Observe el proceso irreversible de mezcla de agua fría a la temperatura  $t_B$  con el agua caliente de la caldera a la temperatura  $t_4=t_1$ . El líquido comprimido en B se calienta hasta la saturación en 4, después de lo cual se convierte en vapor saturado al llegar a 1, y se repite el ciclo. Si el vapor se sobrecalienta antes de que salga del generador, el ciclo Rankine correspondiente sería e-f-3-B-4-e.



**Fig.2.6: Diagramas T-s y P-v de un ciclo Rankine ideal.** Fuente: Centrales térmicas de ciclo combinado (<http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>)

El ciclo ideal Rankine no incluye ninguna irreversibilidad interna y está compuesto por los siguientes cuatro procesos:

- 1 - 2 Compresión isentrópica en una bomba.
- 2 - 3 Adición de calor a presión constante en una caldera.
- 3 - 4 Expansión isentrópica en una turbina.
- 4 - 1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador.

Se debe tener en cuenta que los cuatro procesos del ciclo Brayton se ejecutan en dispositivos de flujo permanente. Una poderosa ventaja de los sistemas cíclicos de dos fases es que el fluido que se impulsa desde baja presión hasta alta presión está en la fase líquida, y el costo de bombear un líquido es considerablemente menor que el de comprimir y manejar una sustancia gaseosa.

## **2.3 Ventajas del ciclo combinado**

### **2.3.1 Gran flexibilidad del uso del combustible**

Las centrales de ciclo combinado presentan una gran flexibilidad respecto al combustible debido a que pueden utilizar prácticamente todos los combustibles líquidos y gaseosos, es decir tienen la capacidad de utilizar una variedad de combustibles que van desde el gas natural, diésel N°2, hasta el gas de carbón.

Además de la flexibilidad de utilización, ya sea para generación de energía eléctrica como para obtención de vapor, este tipo de configuración permite la conversión o reconversión de instalaciones térmicas con turbinas de vapor con el consiguiente aumento de la eficiencia integral de las mismas.

Los fabricantes de turbinas de gas y plantas de ciclo combinado indican las siguientes razones para justificar el mayor uso de los mismos:

- Disponibilidad de grandes volúmenes de gas natural.
- Posibilidad de uso de otros combustibles, diésel, carbón gasificado, etc., con rendimientos elevados pero con limitaciones en el funcionamiento de los quemadores. El diseño se optimiza para gas natural.
- Elevados rendimientos con buen factor de carga.
- Bajo impacto ambiental en relación con las emisiones de NOx y menor eliminación de calor al medio ambiente.
- Menores requerimientos de refrigeración respecto a una central convencional de igual potencia.
- Bajos costos de capital y cortos plazos de entrega de las plantas, para los niveles de eficiencia obtenidos.
- Ventajas asociadas a la estandarización de componentes, con la simplificación de su montaje y mantenimiento.

El rendimiento de los ciclos combinados nuevos que operan en la actualidad es del orden del 58 %. Este valor supera a los rendimientos de los ciclos abiertos de turbinas de gas y de los de vapor que trabajan en forma independiente.

La producción descentralizada en pequeña y mediana escala ha sido posible gracias al perfeccionamiento de las turbinas de combustión que utilizan como



combustible gas natural y su aplicación a las plantas generadoras de ciclo combinado y en los sistemas de cogeneración.

### **2.3.2 Mayor eficiencia térmica**

La tecnología empleada en las Centrales de Ciclo Combinado de gas natural permite aumentar su rendimiento en comparación con las centrales térmicas convencionales, reduciendo el consumo de combustible por KWh producido.

Actualmente las centrales de ciclo combinado alcanzan eficiencias de 58% y un aprovechamiento de combustible de casi 90% en caso de producción combinada de energía térmica y eléctrica. Lo anterior no solo representa beneficios económicos debidos a la reducción de combustible, sino también ventajas ambientales al emitirse a la atmósfera menores emisiones contaminantes y globales.

Las instalaciones de ciclo combinado se basan en procesos que utilizan de manera óptima la energía del combustible: los gases de escape de la turbina de gas no se expulsan simplemente al exterior, sino que se utilizan para la producción complementaria de energía con la ayuda de una caldera de recuperación y de una turbina de vapor. Esta es la razón del rendimiento sumamente elevado de centrales de ciclo combinado.

### **2.3.3 Menor requerimiento de agua y espacio**

Una de las principales características de una central de ciclo combinado es su menor consumo de agua en relación con una termoeléctrica convencional, ya que este tipo de centrales utiliza en promedio una tercera parte del agua necesaria en el sistema de enfriamiento y en el ciclo de vapor. Lo anterior representa una economía de costos de operación de la central y su capacidad de instalarse en sitios con escasez de este líquido en donde no es posible instalar una termoeléctrica convencional.

Todos los componentes que requieran un diseño y métodos de fabricación sofisticados son ya estandarizados y producidos en módulos que facilitan el transporte y permiten una instalación fácil y en un tiempo muy corto.

La central de ciclo combinado constituye una unidad compacta que permite una optimización con respecto a las necesidades de espacio, estética y protección de las inclemencias del clima.

### **2.3.4 Confiabilidad, disponibilidad y seguridad muy altas**

El ciclo combinado se ha simplificado y al mismo tiempo se ha mejorado el diseño de los equipos que conforman la unidad, dando como resultado un aumento de la confiabilidad de la planta por encima del 97%. Los nuevos diseños incorporan componentes activos redundantes, los cuales proveen una cobertura importante contra problemas comunes de operación, logrando una sustancial tolerancia de fallas en la planta.

El diseño de la central permite asimismo realizar mantenimientos rápidos debido a su sencillez y accesibilidad, lo que permitirá a la central estar disponible para generar más horas al año.

Asimismo gracias a los adelantos en la electrónica y a los modernos sistemas de control permiten que la central trabaje en condiciones óptimas y seguras la mayor parte del tiempo.

### **2.3.5 Emisiones contaminantes**

Estas son consecuencia del tipo de combustible quemado por las centrales de ciclo combinado. Es otra consideración a tener muy en cuenta al momento de diseñar una central eléctrica de ciclo combinado.

Además de reducirse las emisiones debido a la mayor eficiencia energética del ciclo, el gas natural es un combustible más limpio que el carbón o el petróleo y sus derivados. Al utilizar gas natural, se emiten menos gases contaminantes a la atmósfera, como son el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) principal causante del cambio climático, y los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y de azufre ( $\text{SO}_2$ ). En la tabla adjunta se señalan las emisiones típicas que se producen en las centrales térmicas según la tecnología empleada y los combustibles utilizados. Como puede observarse, en las Centrales de Ciclo Combinado de gas natural, además de no emitirse óxidos de azufre ni partículas sólidas, las emisiones de dióxido de carbono se reducen en más de un 60% y las de óxidos de nitrógeno en más del 80% con relación a las centrales térmicas convencionales. La unidad adoptada para cuantificar las emisiones es el g/KWh.

Emisiones a la atmósfera de diferentes tecnologías de generación eléctrica									
Eficiencia energética y emisiones para diferentes tecnologías y combustibles g/kWh									
	Eficiencia %	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV's	CO	N <sub>2</sub> O	Partículas	Cenizas
Carbón Central térmica convencional	36	909	12,6	4,1	0,1	0,17	0,45	0,54	6,0
Fuelóleo Central térmica convencional	37	727	8,0	2,6	0,1	0,16	0,42	0,24	0,03
Gas natural Central térmica convencional	38	482	0,01	1,0	0,01	0,01	0,19	0	0
Carbón Central de lecho fluidizado	37	884	0,84	0,42	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Carbón Central gasificación integrada ciclo combinado	42	779	0,30	0,30	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas natural Central de ciclo combinado	58	345	0	0,27	0	0	0,13	0	0

**Tabla 2.1 Emisiones a la atmosfera dependiendo del tipo de generación.**

Fuente: GAS NATURAL FUNDACION-Las ventajas ambientales de las Centrales de Ciclo Combinado de gas natural.

Los datos se refieren a valores medios.

Las emisiones que comúnmente son controladas son óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO), hidrocarburos no quemados (UHC), monóxido de carbono y material particulado (PM). Las turbinas de gas y centrales de ciclo combinado por lo general satisfacen los límites impuestos a las emisiones, pero algunos combustibles pueden requerir ciertas limitaciones o sistemas especiales para el control de estas.

Las emisiones NO<sub>x</sub> de turbinas de gas son principalmente una función de la temperatura de llama. Poco NO<sub>x</sub> es formado si la temperatura de llama está por debajo de 1650 °C, pero los NO<sub>x</sub> incrementan exponencialmente cuando la temperatura de llama excede este valor. Por tanto, los métodos de control de emisión de NO<sub>x</sub> son principalmente aquellos que reducen o limitan la temperatura de llama. Los métodos que limitan la emisión de NO<sub>x</sub> en combustores convencionales son:

- Disminuir la relación combustible aire.
- Inyección de agua.
- Inyección de vapor.

Bajas relaciones de combustible-aire limitan la temperatura de llama por incremento del flujo de masa de aire a través de la zona de llama. La inyección de agua y de vapor reduce la temperatura de llama por la inyección de sustancias inertes que tienen alta capacidad térmica en la zona de llama. El límite en la reducción de la temperatura de llama es la estabilidad de la llama. Las emisiones

de NO<sub>x</sub> por estos métodos pueden ser controladas de 40 a 100 ppm, muestra seca, referida a 15% en volumen de oxígeno. El gas natural tiene las menores temperaturas de llama y emisiones. Los gases propano y butano, y combustibles líquidos presentan mayores temperatura de llama y emisiones de NO<sub>x</sub>.

Compuestos de nitrógeno ligados a combustibles líquidos también producen NO<sub>x</sub>. El porcentaje de nitrógeno convertido a NO<sub>x</sub> depende sobre todo del diseño del combustor. El rango frecuente es de 50 a 70%. Los quemadores de calderos con encendido pueden ser configurados de tal forma que puedan reducir algo de NO<sub>x</sub> formado por el combustor de las turbinas de gas. Los calderos con encendido suplementario con quemadores de parrilla producen usualmente NO<sub>2</sub> que es algunas veces visible en la chimenea como una neblina marrón.

Los quemadores de turbinas de gas y calderos con encendido convierten todo el azufre del combustible a SO<sub>x</sub>. Por lo tanto, las emisiones de SO<sub>x</sub> son controladas limitando el contenido de azufre en el combustible. Los hidrocarburos no quemados y las emisiones de CO en los gases de escape frecuentemente son bajos, variando de 5 a 20 ppm. Por lo cual, en muchos países no hay control para este tipo de emisiones.

<sup>1</sup>El volumen de las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> fueron evaluadas en forma agrupando tecnologías y factores de emisión. Para la generación por medio de motores de media velocidad con bunker se les asignó 700 ton/GWh. En el caso de turbinas y ciclos combinados alimentados con diésel se usó 650 ton/GWh.

El costo de las emisiones de la externalidad de las emisiones se valoró usando el precio conservador de \$20/ton CO<sub>2</sub>.

<sup>1</sup>*Investigación obtenida por medio de CEAC (Consejo de electrificación de América central).*

## **2.4 Procedimiento global de diseño**

A continuación se muestran algunas condiciones y parámetros típicos de la operación de los ciclos combinados:

Temperatura de salida de los gases en la chimenea: ~100°C.

- Emisiones de NO<sub>x</sub>: <25ppm.
- Relación de las potencias entregadas:

Turbinas de gas: ~ 2/3.

Turbinas de vapor: ~ 1/3.

### **2.4.1 Factores condicionados por el lugar de la implantación**

El cliente no puede normalmente influenciar los factores condicionados por el lugar de implantación. En cambio, ellos han de considerarse cuando repercutan sobre el proceso.

Las condiciones ambientales del lugar de implantación influyen igualmente la potencia y el rendimiento de las turbinas de gas. Una turbina de gas que trabaja por ejemplo con una temperatura exterior de 0°C produce alrededor del 20% más de electricidad que la misma máquina con 30°C. Cuando el lugar de implantación se encuentre a una altitud de 100 metros sobre el nivel del mar, la potencia de la turbina se reduce en 1% con respecto a la instalada a nivel del mar por disminución de la presión atmosférica. Las condiciones pueden variar fuertemente, por lo que se deberá determinar un punto de diseño que corresponda a las condiciones promedio. No obstante, es importante conocer las condiciones extremas y las variaciones características en el curso del año, a fin de poder determinar el ámbito de explotación y considerar correctamente las condiciones extremas más importantes. La humedad del aire dependiente del clima sólo tiene una influencia secundaria sobre la potencia y el rendimiento de las turbinas de gas.

Las exigencias en materia de emisiones las fija normalmente la legislación local. La emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) se limita normalmente. La inyección de agua o de vapor a la cámara de combustión pueden ciertamente reducir esta emisión, pero estas influyen la potencia y el rendimiento de las turbinas de gas, aumentando al mismo tiempo el consumo de agua y, por consiguiente, los costos.

Puede suceder que la temperatura del agua de refrigeración descargada o el aumento de la temperatura del agua de refrigeración en el condensador estén limitados, lo que influye el diseño del condensador e igualmente la potencia de la turbina de vapor. En numerosos casos, el diseño de un sistema de refrigeración puede limitarse por la entrega máxima admisible de calor a un río.

Existen igualmente límites para gran número de otras emisiones, como por ejemplo para el ruido y para las aguas descargadas. Estas limitaciones tienen de todas maneras más repercusión sobre la concepción de componentes individuales que sobre la potencia de los ciclos. Por consiguiente, ellas no se consideran durante el procedimiento de selección.

Por razones técnicas y económicas, el combustible es un factor clave. El tipo de combustible y su composición ejercen una influencia directa sobre la potencia de las turbinas de gas y sobre sus emisiones. El contenido de azufre determina la temperatura admisible del agua de alimentación en la entrada de la caldera de recuperación. La mayoría de las veces, una instalación de ciclo combinado puede

quemar dos tipos diferentes de combustible. En este caso, se deberá determinar cuál es el combustible principal y saber con qué frecuencia se puede utilizar el segundo. De esta manera, se puede determinar la importancia de los dos combustibles utilizados para el aporte de energía al ciclo.

Los costos de explotación de la instalación y, con ello, el beneficio sobre el capital invertido, dependen fuertemente del precio del combustible. Cuanto más elevado sea el rendimiento, tanto menor será el consumo de combustible. Cuando se utilicen combustibles de bajo precio, no son rentables las inversiones suplementarias para mejorar el rendimiento de la instalación.

### **2.4.2 Interconexión óptima de dos ciclos**

La interconexión de un ciclo de turbina de gas con el de vapor producido en la caldera de recuperación aporta grandes ventajas termodinámicas con respecto a las centrales térmicas clásicas. Esto se debe al gran gradiente de temperatura entre el fluido de trabajo en la turbina de gas y a la cesión relativamente débil de calor en el condensador del ciclo de vapor. Esta diferencia de temperatura influencia directamente el rendimiento del ciclo.

La figura 3.1 muestra los ciclos "gas y "agua-vapor" en un diagrama entropía en función de la temperatura. El ciclo de gas está representado por las zonas 1-2-3-4-1: 1 hasta 2 es la compresión, 2 hasta 3 el proceso de combustión y 3 hasta 4 la expansión de los gases calientes en la turbina de gas. En 4, los gases de escape calientes pasan a la caldera de recuperación y ceden aquí la energía  $Q_-$ , que se utiliza hasta la temperatura de la chimenea en 5, al ciclo de vapor. En una instalación de turbina de gas simple sin combinación con un ciclo agua-vapor, esta energía pasaría al ambiente y, por consiguiente, se perdería.





### 2.4.3 Los combustibles

<i>Gas natural</i>	<i>Fórmula</i>	<i>Fracción en volumen</i>	
Metano	$CH_4$	85.87	%
Etano	$C_2H_6$	5.24	%
Propano	$C_3H_8$	3.01	%
n-butano	$C_4H_{10}$	1.69	%
Iso-butano	$C_4H_{10}$	1.10	%
n-pentano	$C_5H_{12}$	0.45	%
Iso-pentano	$C_5H_{12}$	0.71	%
Hexano	$C_6H_{14}$	0.69	%
Monóxido de carbono	$CO$	0.00	%
Dióxido de carbono	$CO_2$	0.95	%
Oxígeno	$O_2$	0.00	%
Nitrógeno	$N_2$	0.29	%

**Tabla 2.2 Composición del gas natural**

Fuente: GAS NATURAL FUNDACION-Las ventajas ambientales de las Centrales de Ciclo Combinado de gas natural.

El combustible es otro parámetro importante que se debe tener en cuenta al momento de diseñar centrales eléctricas de ciclo combinado. El tipo de combustible y su composición influyen directamente sobre la potencia de las turbinas de gas y sobre sus emisiones. Estos determinan la temperatura con que deben salir los productos de combustión del generador vapor por recuperación de calor, para evitar la precipitación de vapores ácidos que provocarían corrosión en los tubos del economizador de la caldera de recuperación.

Las plantas de ciclo combinado pueden quemar combustibles que usan las turbinas de gas y los calderos convencionales, y algunos con menor grado que aquellos adecuados para turbinas de gas como el carbón. Combustibles para turbinas de gas incluyen combustibles gaseosos como el gas natural, gas de refinería y gas licuado de petróleo, y combustibles líquidos incluyendo destilados, nafta, petróleo crudo y petróleo residual.

El  $CO_2$  emitido a la atmósfera tras la combustión del gas natural se trata de un gas de efecto invernadero que contribuye al calentamiento global de la Tierra. Esto se debe a que el  $CO_2$  es transparente a la luz visible y ultravioleta, mientras que absorbe la radiación infrarroja que emite la superficie de la tierra al espacio exterior, ralentizando el enfriamiento nocturno de esta.



La combustión del gas natural produce menos gases de efecto invernadero que otros combustibles fósiles como los derivados petrolíferos (fuelóleo, gasóleo o gasolina) y especialmente que el carbón. Además es un combustible que se quema de forma más limpia, eficiente y segura, no produce dióxido de azufre (causante de la lluvia ácida) ni partículas sólidas.

La razón por la cual produce poco CO<sub>2</sub> es que la molécula de su principal componente, el metano, contiene cuatro átomos de hidrógeno por cada uno de carbono, produciendo dos moléculas de agua por cada una de CO<sub>2</sub>. Mientras que los hidrocarburos de cadena larga (p. ej. los contenidos en el gasóleo) producen prácticamente sólo una molécula de agua por cada una de CO<sub>2</sub> (además, la entalpía estándar de formación del agua es muy elevada).

La ceniza formada por el petróleo crudo o residual, se deposita en el cubo y toberas de la turbina y en los tubos del generador de vapor por recuperación. Los depósitos acumulados en los tubos del generador de vapor pueden ser parcialmente separados por limpieza regular del hollín. Los depósitos acumulados en la turbina pueden ser separados inyectando componentes abrasivos, dentro del sistema de combustión de la turbina.

### **Beneficios del uso del gas natural**

Beneficios Medioambientales.

- En la cogeneración con motor o turbina de gas natural, simplemente por el uso del gas natural ya se obtiene una disminución de las emisiones, ya que por su naturaleza el gas natural es el combustible con menores índices de emisión.
- El mayor rendimiento global, ilustrado anteriormente, implica un menor consumo de combustible y menores emisiones de CO<sub>2</sub>, del orden del 60% en el caso de la cogeneración con gas natural frente a las soluciones convencionales de producción de electricidad en centrales térmicas y calor con calderas y utilizando otros combustibles fósiles.
- Las emisiones del NO<sub>x</sub> y también se reducen de forma importante llegando hasta el 80% si se utilizan turbinas de gas frente a las soluciones convencionales.
- En el caso de SO<sub>2</sub> y partículas las emisiones prácticamente desaparecen por la propia composición del gas natural.
- Menores pérdidas en la red eléctrica, debido a que las instalaciones suelen estar más cerca del punto de consumo, evitando además impactos visuales y ecológicos sobre el territorio.

### Beneficios Sociales.

- Mayor competencia entre productores de electricidad, debido a que la tecnología de la cogeneración permite que entren en el mercado nuevos competidores.
- Oportunidades de creación de nuevas empresas. Fundamentalmente PYMES (pequeñas y medianas empresas), empresas en colaboración y otras fórmulas de cooperación entre partes interesadas (de la industria, la electricidad, la tecnología).
- Al producirse la energía en el mismo lugar de consumo se evitan los grandes transportes eléctricos, contribuyendo a reforzar la estabilidad del sistema eléctrico.
- La dispersión de la generación implica una dispersión de las emisiones evitándose las emisiones concentradas en grandes centrales térmicas y contribuyendo a evitar la polémica sobre la instalación de nuevas centrales termoeléctricas.

### Beneficios para el usuario.

- El mayor rendimiento global de la instalación por el aprovechamiento del calor permite competir con centrales de generación eléctrica de mayor tamaño y mejores rendimientos eléctricos, el usuario obtiene, además de una energía calorífica a mejor coste para su proceso, una energía eléctrica susceptible de ser primada por el sistema eléctrico.
- Desde el punto de vista industrial, este ahorro en la factura energética reduce los costes de producción y, una vez amortizada la instalación de cogeneración, permite incrementar la competitividad de los productos reduciendo el precio final de los mismos.
- Seguridad y diversificación en el suministro energético, ya que ante un posible fallo de la red, la cogeneración puede seguir funcionando en isla suministrando energía al usuario, o bien a la inversa, importar electricidad del sistema a través de la conexión a la red eléctrica.

#### **2.4.4 Operación durante el arranque**

Las fases que deben seguir para el arranque son las siguientes:

##### **1) Funcionamiento en virador.**

Para asegurar el reparto de pesos a lo largo del eje de rotación en caso de parada prolongada es necesario que la turbina gire en virador durante unas horas, evitando así deformaciones producidas al enfriarse de forma no

homogénea. Si tras la parada ha estado funcionando en virador, está fase ya está realizada.

## 2) Preparación para el arranque.

- Debe haber presión de gas, se debe ir metiendo gas poco a poco.
- El sistema de alta tensión debe estar operativo, ya que nos alimentara al generador que en este caso actuara de motor para arrancar la turbina.
- El sistema de refrigeración debe estar operativo, para ir evacuando el calor conforme lo vayamos generando y no tener que sacar mucho de golpe.
- Niveles de caldera correctos, si tiene sistema de recuperación de gases, se debe revisar el sistema para ver que todo está correcto y no nos de problemas cuando pongamos a plena carga la turbina.
- Bomba auxiliar de lubricación en marcha, temperatura correcta, para que todo esté bien lubricado y evitar posibles daños.

## 3) Inicio y subida hasta velocidad de barrido de gases.

- El motor de arranque, que suele ser el propio generador, hace girar la turbina, empezando nosotros a meter gas y aire.
- El variador controla la velocidad del motor de arranque para ir subiendo de forma adecuada intentando evitar lo más rápido posible las zonas peligrosas de vibración.
- Sube lentamente la velocidad, hasta una velocidad de giro lento, no superior a 500 rpm. Se busca realizar un barrido de gases que pudiera haber en la turbina, para evitar explosiones. También se pretende que la distribución de pesos a lo largo del eje de rotación sea perfecta y se eviten problemas de vibración al atravesar las velocidades críticas.

## 4) Aceleración hasta velocidad de sincronismo. Paso por velocidades críticas.

- Se ordena desde el control subir hasta velocidades de sincronismo.
- Interesa pasar por las velocidades críticas lo más rápido posible.
- La supervisión de las vibraciones durante la aceleración es fundamental, ya que nos pueden indicar posibles problemas.
- El sistema también supervisa la aceleración, para asegurar que se pasa rápidamente por las velocidades críticas.

- A una velocidad determinada, se activa el ignitor, y se enciende la llama piloto.
- La llama piloto enciende a su vez las cámaras de combustión o quemadores (FLAME ON).
- A partir de ese momento la fuerza de los gases de combustión empieza a impulsar la turbina.
- Poco a poco, la fuerza que ejerce el motor va siendo menor, y la de los gases mayores.
- A una velocidad determinada, el motor de arranque se desconecta. Si es el generador, deja de actuar como motor y se prepara para actuar como generador.
- Se alcanza la velocidad de sincronismo, empezamos a producir energía eléctrica, en esta fase es donde más disparos se producen.

#### 5) Sincronización y Subida de carga hasta la potencia seleccionada.

- El cierre del interruptor de máquina una vez alcanzada la velocidad de sincronismo suele ser muy rápido, unos minutos como mucho.
- El sincronizador varía ligeramente la velocidad de la turbina.
- La subida de carga debe ser lenta, de acuerdo al tipo de arranque.

#### 2.2 Problemas habituales durante los arranques.

- Vibraciones al atravesar las velocidades críticas.
- Fallo de llama (Flame Off), se nos apaga la llama.
- Aceleración insuficiente.
- Desplazamiento axial excesivo al subir carga.
- Temperatura excesiva de cojinetes, está fallando la lubricación o estamos hiendo muy rápido.
- Vibraciones al subir carga.

### 2.4.5 Operación y mantenimiento

Otra de las partes de las que se compone la operación es la vigilancia de parámetros de funcionamiento de nuestra central en modo continuo, que son los que nos van a indicar el estado de la misma y van a influir en su producción.

Las plantas de ciclo combinado son frecuentemente diseñadas para trabajar con mínima atención de un operador. Paneles de control son por lo general colocados en una sala de control de tal forma que un operador puede manejar un gran sistema de ciclo combinado.

Un operador local puede proveer observación del equipo, análisis de agua y otros requerimientos rutinarios de operación resultando en menor costo de operación de la planta.

Costos de mantenimiento para equipos de ciclo combinado dependen de muchos factores incluyendo tipo de combustible, trabajo del ciclo, facilidad de mantenimiento, condiciones climáticas, costo de mano de obra, etc. El tipo de combustible y el trabajo del ciclo son las variables más significativas y su influencia primaria es sobre el mantenimiento de las turbinas de gas. Para sistemas de carga base el tiempo de mantenimiento es aproximadamente 2.6% de las horas de operación con gas natural y de aproximadamente 9.1% con petróleo residual.

Los parámetros a vigilar de forma constante son los siguientes:

- 1) Condiciones meteorológicas: Las variaciones de temperatura ambiente, humedad y presión atmosférica, que afectarán a nuestros rendimientos.
- 2) Presiones de aire a la entrada y salida del compresor: La presión atmosférica varía a lo largo del día y del año, por lo que si varía la presión de nuestro aire de entrada, también variara la presión del aire de salida del compresor, afectando al rendimiento.
- 3) Temperaturas de entrada/salida a las cámaras de combustión: Si las temperaturas de los gases de entrada son menores de los habituales esto puede indicar que hay menos presión de la que debería. Con la temperatura de salida se debe tener cuidado ya que grandes temperaturas pueden deteriorar los compuestos cerámicos que recubren la cámara de combustión, los quemadores y los álabes de la turbina.
- 4) Temperatura de aceite: Se debe controlar ya que si su temperatura sube por encima de ciertos límites empezara a perder propiedades, y no lubricara de forma correcta con los posibles daños que esto puede provocar. Un aumento de la

temperatura normal de funcionamiento del aceite nos puede indicar también que algo pasa, como que puede no estar siendo bien refrigerado.

5) Vibraciones en cojinetes: Pueden ser originadas por la degradación de los cojines debido a falta de lubricación o por desgaste debido a su uso, se debe vigilar ya que estas vibraciones pueden ser transmitidas al rotor lo que nos haría que el sistema también vibrase, pudiendo provocar más daños.

6) Desplazamiento axial: La turbina cuando funciona produce un empuje al igual que las turbinas de los aviones, por lo que ha de estar anclada de forma que no se mueva mucho, ya que arrastraría al resto del sistema, para ello tiene unos cojinetes axiales que al igual que los que soportan el rotor deben estar perfectamente lubricados y en buenas condiciones para evitar posibles averías.

7) Temperatura en cojinetes: Un aumento en la temperatura en los cojinetes nos puede indicar que están mal lubricados, por lo que se pueden estar degradado, debemos revisarlos y ver qué sucede.

8) Revoluciones de la turbina: Las revoluciones de la turbina se deben ajustar para que no alcance la velocidad del sonido en el extremo de los alabes, ya si se alcanza se provocaría la destrucción de estos al producirse una onda de choque, como la que le ocurre a los aviones cuando alcanza la velocidad del sonido.

9) Potencia instantánea: Es el valor de potencia que está entregando el sistema en cada momento, debería ser constante sino hay variaciones significativas de ningún factor importante, como pueden ser las condiciones climáticas o el mal funcionamiento de algún sistema.

De todos estos parámetros es conveniente conservar un histórico, en el sistema de control o en papel, para ver cómo nos han ido influyendo en el funcionamiento de nuestra planta y para ver que se ha hecho y si ha podido ser corregido.

#### Inspecciones visuales

Mientras esté en funcionamiento la turbina debemos realizar inspecciones rutinarias de todos los indicadores y de los sistemas que nos sean accesibles para ver que no hay pequeños problemas no detectados que pueden derivar en otros más grandes, de los puntos a observar de forma constante en la zona de turbinas son los siguientes:

- 1) Temperatura de aceite, con indicadores locales.
- 2) Fugas de vapor, agua o aceite.

- 3) Ruidos y vibraciones anormales, aunque es difícil por el ruido de la instalación.
- 4) Olores anormales.

Durante las inspecciones en la sala de la turbina hay que tener precaución con el sistema contra incendios, ya que es por CO<sub>2</sub>, cuando el sistema detecta un incendio en la sala de la turbina la inunda con CO<sub>2</sub> para extinguirlo, pudiendo provocar la asfixia de una persona si se encuentra dentro, por lo que al entrar en la sala de la turbina a realizar cualquier cosa debemos desactivarlo y una vez que salgamos volver a activarlo.

## **CAPITULO 3**

# **PLANTA TERMoeLECTRICA CON TURBINA A GAS**



Los estudios realizados hasta la actualidad tienden a la optimización de los parámetros de diseño del ciclo y consiguen elevar su rendimiento a valores muy altos. Sin embargo parece necesario establecer un análisis en el que se incluyan además de los aspectos tecnológicos, los aspectos económicos ligados a los parámetros que afectan al funcionamiento, tanto en diseño como fuera de él, teniendo en cuenta su integración con las demás máquinas.

Los factores que contribuyen al funcionamiento económico en el caso de generación de potencia eléctrica y calor son los siguientes:

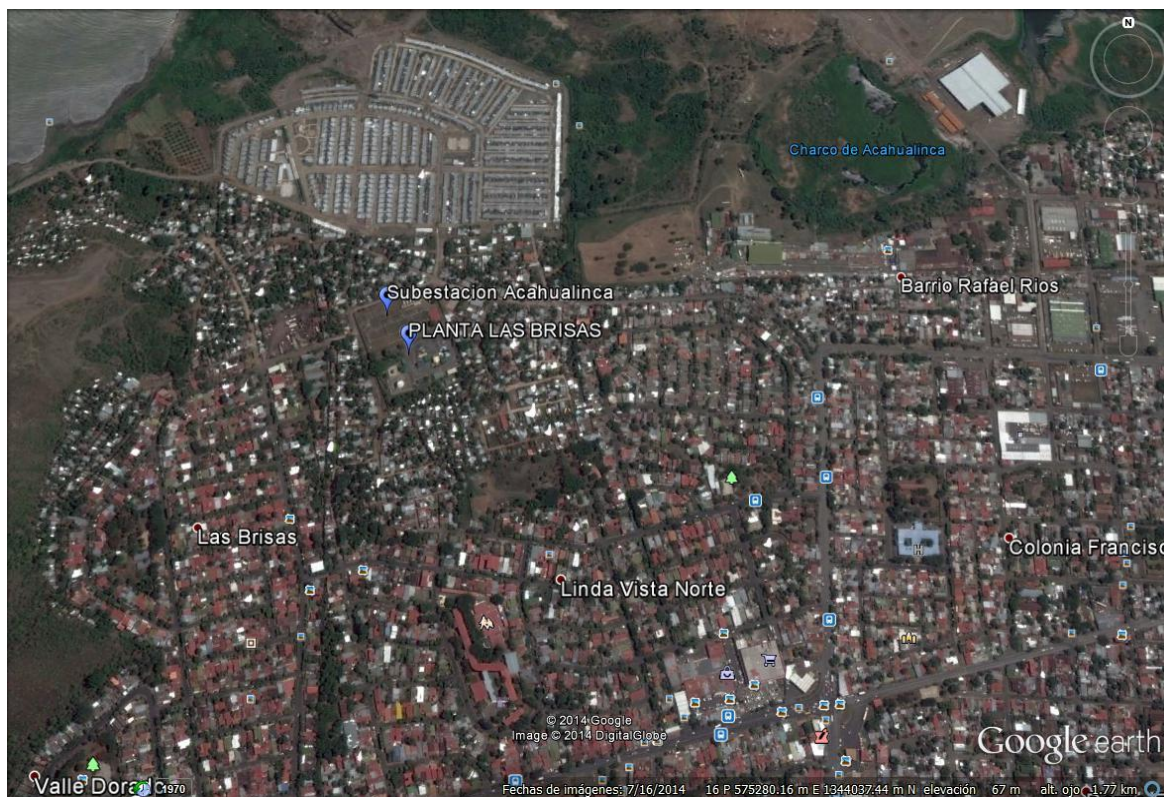
- Alto rendimiento térmico.
- Bajo costo de instalación.
- Bajos costos de operación y mantenimiento.
- Generación del vapor en las condiciones del proceso.
- Turbinas de gas de baja emisión de NOx.
- Alta relación potencia eléctrica/potencia calorífica.
- Alta relación fiabilidad/disponibilidad.
- Instalación en un periodo de tiempo relativamente corto.

### **3.1 Descripción de planta las Brisas**

La planta Las Brisas está localizada en Acahualinca y tiene aproximadamente 20 años de operación y cuenta con dos unidades de turbinas de gas para la generación de la energía eléctrica:

- Turbina Pratt and Whitney FT 4C-3F 25 MW
- Turbina General Electric LM 6000-PA 40 MW

En la figura 3.1 muestra la ubicación actual de la planta las Brisas.



**Figura 3.1 Ubicación geográfica de planta las Brisas**

Fuente: Google Earth

La central termoeléctrica Managua está localizada en la región Norte de la ciudad de Managua, cerca del Lago Xolotlán en el barrio Acahualinca.

La planta Las Brisas consta de dos unidades de turbina de gas que suministran potencia al sistema de interconectado nacional para satisfacer la demanda energética del país. Estas unidades generan energía eléctrica por la ayuda de sistemas auxiliares que son los encargados tanto de suministrar el combustible que entra a la cámara de combustión como el aire que entra a compresión para el correcto funcionamiento de ésta. Aquí se describe el tipo de turbina utilizada en la planta Las Brisas para generar la potencia estimada por dicha planta.

### **3.1.1 Turbina Pratt and Whitney FT 4C-3F 25 MW**

Inició su operación en 1992 con una potencia de 20MW nominal y 25MW a plena carga, esta turbina consta de tres niveles de presión (baja, media, alta) en la parte de la turbina libre para un mejor aprovechamiento de los gases de combustión que colisionan con los álabes de la turbina y de esta manera hacen girar el eje de la misma.

El aire que entra al compresor proviene de una casa de 120 filtros, que se encargan de atrapar el polvo que se encuentra en el aire, humedad o alguna partícula que pueda dañar los álabes de la turbina.

La presión de entrada del aire al compresor es de 15 psi, la velocidad de la turbina es 3600rpm y consta con sensores de velocidad que se encargan estar pendientes por una sobre velocidad del rotor. Además posee un sistema de aire de alivio que es el encargado de expulsar el excedente de aire que entra al compresor durante la aceleración de la máquina y desaceleración de la misma para prevenir que el compresor vaya a intentar detenerse durante ese periodo y mejorar el tiempo de respuesta de la máquina. La planta consta con dos depósitos de aire con la capacidad total de almacenamiento de 500psi que se utilizara para el arrancador neumático que es el encargado que la turbina supere el momento de inercia.

También existen bombas que aumentan la presión del combustible y filtros para limpiarlo de impurezas para que se obtenga un mejor aprovechamiento del combustible. La ventaja de este tipo de turbina es su rápido arranque para llegar hasta la potencia máxima de generación.

### **3.1.2 Turbina General Electric LM 6000-PA 40 MW**

Su inicio de operación fue en 1998 con una potencia de 35 MW nominal y 40MW a plena carga.

Al igual que la unidad No. 1 la turbina LM6000, tiene un generador acoplado al eje de ésta, la cual genera electricidad a base del combustible diésel, formando junto con la turbina FT4C-3F el conjunto de generación a base de turbina de gas que suministran energía eléctrica al sistema de interconectado nacional.

Esta turbina posee un sistema de enfriamiento que aumenta la vida útil de la turbina y también hace que la potencia generada se mantenga por encima de la potencia nominal.

### 3.2 Parámetros de los gases de escape de las turbinas Pratt and Whitney FT 4C-3F 25 MW y Turbina General Electric LM 6000-PA 40 MW

Para obtener un cálculo estimado del vapor que se puede generar a partir de la temperatura y presión de los gases de escape que emiten las turbinas de gas existentes hacia la atmosfera, se es necesario conocer los estos valores, los cuales son brindados por operadores que se encuentran supervisando el funcionamiento de estas las 24 horas del día observando sus valores en la sala de control.

<b>GASES DE ESCAPE DE PLANTA LAS BRISAS</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>FT4C-3F</b>	<b>LM 6000</b>	<b>Ambas</b>
Temperatura	462°C	479°C	471°C
Flujo	424,383.70 kg/h	463,701.20 kg/h	888,084.91 kg/h
Presion	14.3 PSI (abs)	14.16 PSI (abs)	
Porcentaje de vapor de agua	4.94%	5.56%	
Entalpia	479.74 KJ/kg	502.98 KJ/kg	<b>491.36 KJ/kg</b>

**Tabla 3.1 Gases de escape de las turbinas de gas de planta Las Brisas**

Fuente: Sala de control de planta Las Brisas.

Estos valores de temperatura y presión de los gases de escape se pretenden aprovechar para generar vapor en una caldera de recuperación de calor y posteriormente girar una turbina de vapor acoplado a un generador eléctrico. La potencia generada en la turbina de vapor dependerá del valor de estos parámetros, así que es sumamente importante aprovecharlos al máximo para mejorar la eficiencia del ciclo termodinámico.

## **CAPITULO 4**

# **SELECCIÓN DEL CICLO ÓPTIMO DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO**

## 4.1 Selección del ciclo óptimo

Al momento de la selección del ciclo óptimo del ciclo combinado que se pretende instalar en la planta “Las Brisas” hay que determinar diversos factores que intervienen en la toma de decisión, como son el mejor aprovechamiento de los gases de escape de las turbinas de gas.

Las centrales de ciclo combinado con turbinas de gas y turbinas de vapor son instalaciones flexibles. Estas pueden presentar varias formas de acoplamiento que va desde ciclo de una presión muy simple hasta ciclos de tres presiones con recalentamiento intermedio altamente complejos. La solución óptima se determina por la necesidad de un mayor aprovechamiento del calor y la decisión de inversión.

La selección del ciclo óptimo deberá considerarse tres fases las cuales son: Análisis de demanda de potencia, Recopilación de información de la instalación y la determinación del ciclo apropiado.

La turbina de la Unidad No. 1 es una turbina a gas marca Pratt and Whitney modelo FT4C-3F de 25MW de capacidad nominal. La Unidad No. 2 es una turbina a gas marca General Electric modelo LM6000-PA de 40MW de capacidad nominal. Lo que hace una capacidad instalada nominal total de 65MW.

Cada turbina de gas tendrá acoplado de manera independiente un generador eléctrico, y la potencia de éstos, estará relacionada de acuerdo al rango de potencia de la turbina de gas.

Ambas turbinas de gas estarán conectadas a una caldera de recuperación de calor por medio de ductos para aprovechar los gases de salida con temperaturas de aproximadamente 500°C, de esa manera generar vapor y enviarlo a la turbina de vapor que a la vez estará acoplado a un generador eléctrico, ya que con la temperatura de los gases de escape de las turbinas de gas se podrá aprovechar cierta parte de la energía que suministran los gases de escape que actualmente están siendo desaprovechados.

La caldera de recuperación de calor constara de tres etapas de aprovechamiento de temperatura de los gases de escape que son: sobre calentador, evaporador y economizador, para aprovechar al máximo la temperatura de los gases de salida de las turbinas y evacuarlas hacia la atmosfera con la menor temperatura posible para disminuir el calentamiento global.

## 4.2 Demanda de potencia en el mercado energético

Las centrales de ciclo combinado se utilizan en diferentes propósitos de acuerdo a la necesidad y son adaptables debido a su flexibilidad. Estas pueden ser instaladas como carga base, o como carga intermedia.

Una instalación de carga base es la que tiene mayor horas de servicio al año mientras que las instalaciones de carga intermedia se encuentran entre las unidades de carga de horas pico y deben de absorber cargas oscilantes que operen hasta el 75% del tiempo y en un lapso de arranque muy corto.

Estudios han demostrado que un sistema de ciclo combinado que utiliza turbina de gas y turbina de vapor puede satisfacer demanda de potencias de carga intermedias.

Para realizar la reconversión de una planta con turbina a gas existente a una central de ciclo combinado, el estudio es justificable siempre que dicha instalación sea propuesta como una central de carga intermedia o carga base.

La planta las Brisas inicialmente fue proyectada para trabajar solamente durante las horas de mayor demanda. Según informes realizados por ENEL esta planta trabajaba en algunas ocasiones, debido a los diferentes problemas energéticos que presentaba el país. Pero hoy en día, ha aumentado la demanda energética debido a la ampliación de las industrias que demandan mayor potencia eléctrica. Por lo tanto el tipo de planta propuesta debe ser diseñada para aplicación de carga media para la generación de electricidad.

Mediante el estudio se pretende obtener un sistema de ciclo combinado con el propósito de realizar el menor gasto de inversión posible, mediante la utilización eficaz de los equipos. La energía que genera la planta las Brisas la cual fue proyectada inicialmente para 75 MW es suministrada a la subestación Acahualinca. Actualmente genera 61.5 MW, la unidad 1 FT4C-3F con 24 MW y la unidad 2 LM6000 con 37.5 MW, es decir no está generando de acuerdo a su capacidad nominal debido a la antigüedad de las turbinas.



### **4.3 Factores importantes a considerar al momento de instalar la central de ciclo combinado**

Los factores a considerar son los siguientes:

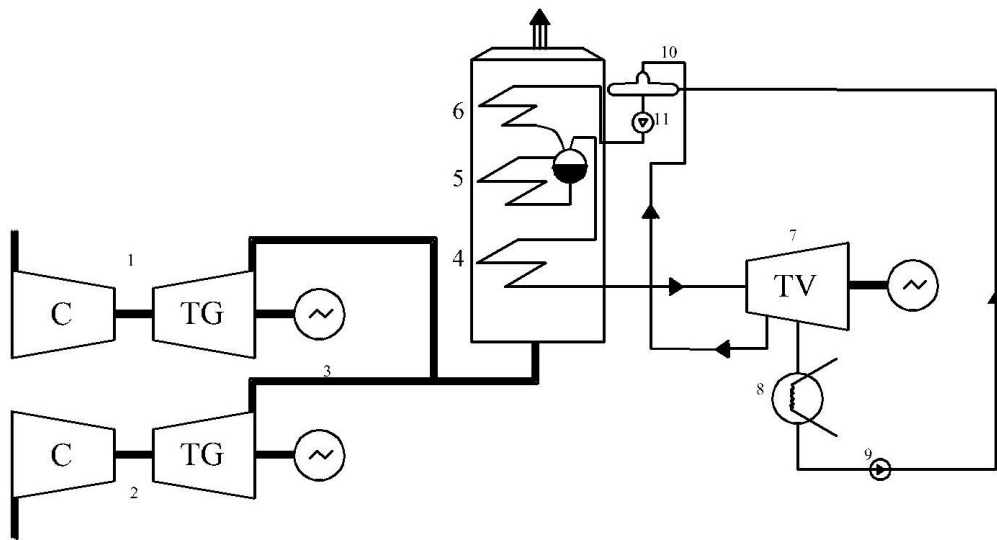
- Los gases que actualmente expulsan las turbinas de gas de planta Las Brisas poseen temperaturas (aproximadamente 450°C) y con la implementación del ciclo combinado la temperatura de los gases disminuirá logrado reducir la contaminación ambiental.
- El tipo de combustible que utilizan las turbinas a gas actualmente es diésel y puede funcionar de igual manera.
- El sistema de refrigeración que utiliza es mediante torres de refrigeración para aumentar la vida útil de los equipos así como mejorar su eficiencia.

### **4.4 Determinación del ciclo apropiado**

La central de ciclo combinado que se propone es mediante el acoplamiento del ciclo de vapor a las turbinas de gas existentes por medio de ductos hacia una caldera de recuperación, mientras tanto la turbina de vapor se acoplará a un generador eléctrico independiente al de la turbina de gas.

Finalmente el sistema de ciclo combinado a evaluar será de presión sencilla de ciclo vapor, utilizando los gases de escape provenientes de la turbina de gas enviándolos a la caldera por medio de ductos los cuales estarán diseñados para adaptarse a la configuración de la turbina de gas. El ciclo de vapor constará de una turbina de vapor, condensador, bombas de alimentación y condensado, desaerador, tanque de agua de alimentación con sus tuberías de conexión.





**Figura No. 4.1. : Diagrama de ciclo combinado propuesto con nivel de una presión sencilla en la caldera de recuperación para la reconversión.**

Fuente propia.

1. Turbogenerador de gas LM6000
2. Turbogenerador de gas FT4C-3F
3. Sistema de ductos de gases de escape
4. Sobrecalentador
5. Evaporador de la caldera de recuperación
6. Economizador
7. Turbina de vapor con su generador correspondiente
8. Condensador
9. Bombas de condensado
10. Desaerador/ tanque de alimentación
11. Bombas de agua de alimentación

## **CAPITULO 5**

# **RECONVERSION DE CENTRAL TERMoeLECTRICA CONVENCIONAL A CICLO COMBINADO**

El objetivo de este capítulo es determinar los principales parámetros termodinámicos de los gases de escape de las turbinas a gas los cuales son: temperatura, presión que serán enviados a la caldera de recuperación en común por medio de los ductos correspondientes. Estos ductos estarán acoplados lo más cerca posible para un mejor aprovechamiento de la temperatura y presión de estos, ya que se perdería eficiencia al trasladar un gas a largas distancias.

De igual forma sucede con el ciclo vapor, se debe realizar el proceso de condensación del vapor de salida de la turbina de vapor, ya que trasladar un gas es más complejo que trasladar un líquido.

Los parámetros de las turbinas de gas se determinaran cuando éstas estén trabajando a plena carga. Dichos parámetros serán tomados desde las hojas de lectura que se realiza desde la sala de control de la planta las Brisas, para luego tener un estimado de estos. Algunos parámetros vienen directamente suministrados por los datos técnicos de las turbinas, por lo cual no serán calculados, solamente se determinaran los parámetros que no vienen reflejados, los cuales son:

## **5.1 Parámetros de los gases de escape de la turbina FT4C-3F**

### **Temperatura de los gases**

Para la determinación de este parámetro se recurrió a los datos de lectura de la sala de control, obteniendo un promedio de los gases de salida con una temperatura de 462°C, ya que la turbina posee un sensor de temperatura en la turbina libre.

### **Presión de los gases de escape**

Según los datos técnicos de las hojas de lectura de la planta, la presión manométrica que poseen los gases de escape a la salida de la turbina a gas es igual a 14.9133 PSI.

### **Entalpia de los gases de escape**

La entalpia de los gases es un factor importante al momento de acoplar el ciclo vapor. Los gases de escape de la turbina a gas después de hacer su trabajo en la cámara de combustión que son una mezcla de aire procedente del medio ambiente contienen una cantidad de energía debido a su altas temperaturas que puede ser aprovechada por el sistema de generación del ciclo vapor.

## **5.2 Parámetros de los gases de escape de la turbina LM 6000**

### **Temperatura de los gases de escape**

Siguiendo el mismo procedimiento de la turbina de gas FT4C-3F, los datos de los gases de escape de la turbina LM6000 fueron obtenidos mediante las hojas de lectura de la sala de control cuando la turbina está en su funcionamiento a plena carga.

La temperatura de los gases de salida de la turbina es 479°C, y serán enviados a la caldera de recuperación a esta temperatura de los gases de salida es posible producir vapor en la caldera de recuperación.

### **Presión de los gases de escape**

El nivel de presión de los gases de salida y la temperatura de los gases de escape que ingresaran a la caldera de recuperación son un factor importante para el intercambio térmico. El dato obtenido en la planta las Brisas del nivel de presión es 14.16 PSI.

## **5.3 Parámetros de los gases de escape que ingresaran a la caldera de recuperación**

Los gases de escape de ambas turbinas a gas serán aprovechados por la caldera de recuperación para producir vapor y posteriormente enviar el vapor a la turbina de vapor. Las temperaturas de los gases de escape expulsados por las turbinas están en el rango de (400-450) °C. Para la caldera de recuperación de calor, una temperatura resulta satisfactoria para la generación del vapor.

## **5.4 Selección de la caldera de recuperación de calor**

Para la selección de la caldera se deberá de tomar en cuenta la potencia a producir por el ciclo de vapor. Los principales puntos a considerar en la elección de la caldera serán la temperatura que poseen los gases de salida de las turbinas a gas para lograr aprovechar al máximo el calor de estos.

El tipo de caldera de recuperación de calor que se utilizará será de acuerdo a la temperatura de los gases de salida de la turbina de gas de esta manera enviarlos a la etapa de sobrecalentamiento, recalentamiento y economizador que se encuentran dentro de la caldera y para la recuperación del calor esperada para la cantidad de vapor a generar.

De este elemento depende el rendimiento que se vaya a obtener en el ciclo. Las calderas de recuperación de calor van equipadas con o sin combustible adicional,

en este estudio propuesto no se empleara la instalación de calderas de recuperación con recalentamiento intermedio debido a su mayor costo económico.

La caldera que se propone instalar será de acuerdo rango de la potencia que puede generar la temperatura de los gases recuperados de la turbina de gas.

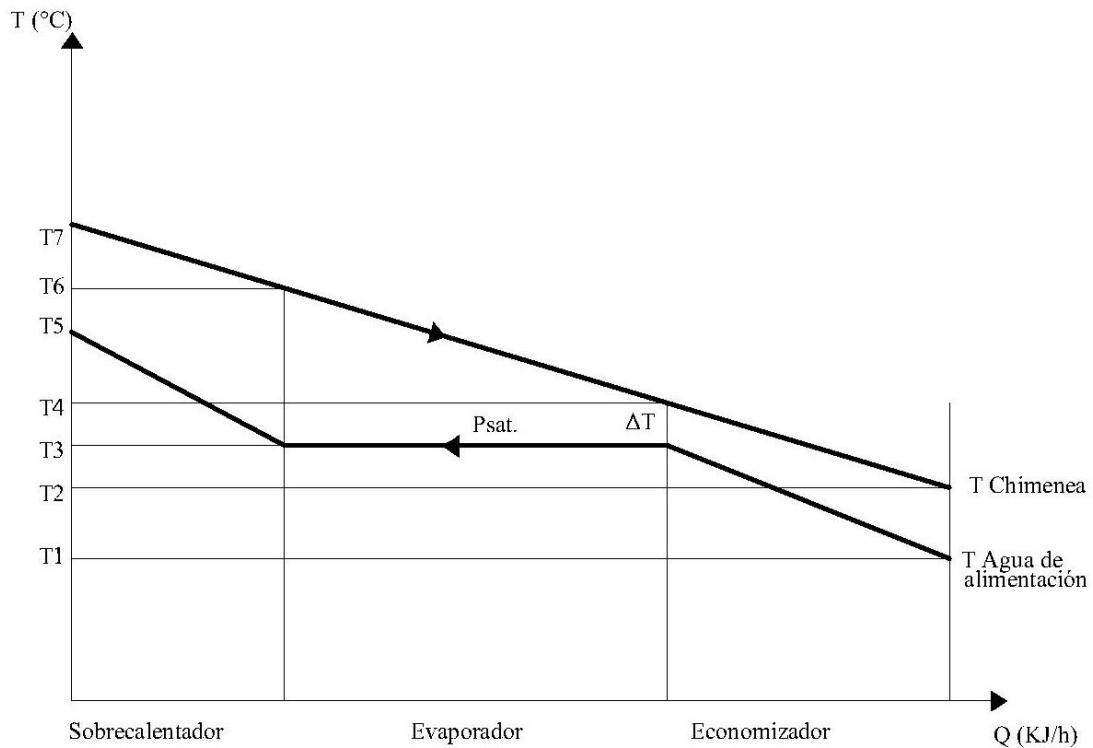
La caldera presentara las siguientes características:

- Arranque a partir del estado frio en un tiempo muy corto con respecto a las calderas convencionales (arranque en 30 minutos aproximadamente).
- Debe soportar todas las cargas mecánicas y térmicas que se producen durante el arranque rápido o por las variaciones de carga de la turbina de gas.
- Ejecución sencilla, confiable
- Optimización del espacio dicha instalación.

Las características y parámetros de la caldera serán los siguientes:

- Caldera acuotubular
- Producción de vapor 79,845.20 Kg/h
- Presión del vapor a la salida del sobrecalentador 1,965 Kpa
- Temperatura de salida del vapor 415°C
- Temperatura del agua de alimentación 104°C
- Superficie del sobrecalentador 3,335.40 m<sup>2</sup>
- Superficie del evaporador 16,025.24 m<sup>2</sup>
- Superficie del economizador 7,425.07 m<sup>2</sup>

El ciclo combinado sin combustión en el escape es el método más sencillo para este tipo de sistemas, pues solo usa la energía del gas de escape de la turbina a gas para generar vapor. Además es menos costoso y resulta sencillo operar y mantener.



**Figura 5.1: Comportamiento de la temperatura del vapor y los gases de escape en los intercambiadores de calor que conforman la caldera de recuperación de calor.**

Fuente: MCCFC

T1: Temperatura de entrada del agua de alimentación a la caldera (°C)

T2: Temperatura de los gases al salir del economizador (°C)

T3: Temperatura a la presión de saturación del vapor a producir (°C)

T4: Temperatura de los gases al salir del evaporador (°C)

T5: Temperatura del vapor sobrecalentado a producir (°C)

T6: Temperatura que poseen los gases al entrar al evaporador (°C)

T7: Temperatura que poseen los gases al entrar al sobrecalentador (°C)

$\Delta T$ : Punto de estrechamiento: Este es igual a la diferencia entre la temperatura de saturación del vapor a producir y la temperatura de los gases al entrar al evaporador de la caldera de recuperación de calor.

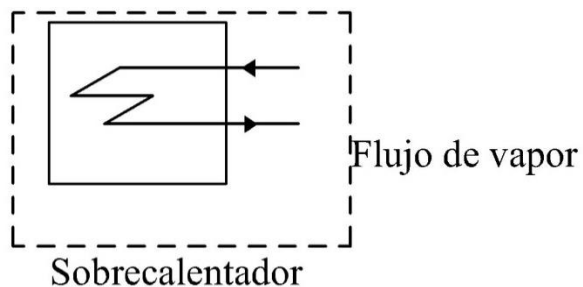
$\delta T$ : Diferencia de temperatura entre el vapor sobrecalentado y la temperatura de los gases de escape a la entrada de la caldera de recuperación de calor.

La figura anterior nos muestra el comportamiento de la temperatura del vapor y de los gases de escape al pasar por las diferentes etapas de la caldera de recuperación de calor.

Tomando en consideración el diagrama de la figura, se procederá al análisis de cada uno de los intercambiadores de calor que conforman la caldera de recuperación de calor.

La caldera de recuperación de calor está conformada de tres intercambiadores de calor, los cuales son reflejados en las siguientes figuras:

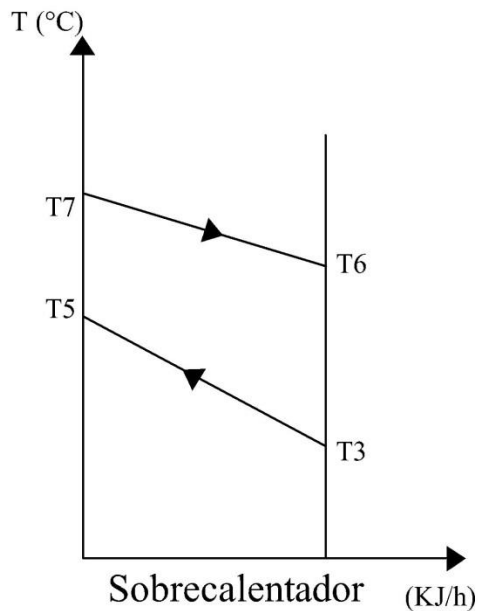
### **Análisis del sobrecalentador**



**Figura 5.2 Esquema de sobrecalentador**

Fuente: MCCFC

Su función es elevar la temperatura del vapor saturado (temperatura de saturación) que proviene del evaporador de la caldera de recuperación, debido a esto se disminuyen las erosiones y principalmente aumenta el rendimiento general de la conversión de energía térmica en mecánica. En la práctica es admitido que a la entrada del evaporador ingresa el agua a la temperatura de saturación, proveniente del economizador, con el propósito de producir vapor saturado.



T3: Temperatura del vapor saturado.

T5: Temperatura del vapor sobrecalentado.

T6: Temperatura de los gases al salir del sobrecalentador.

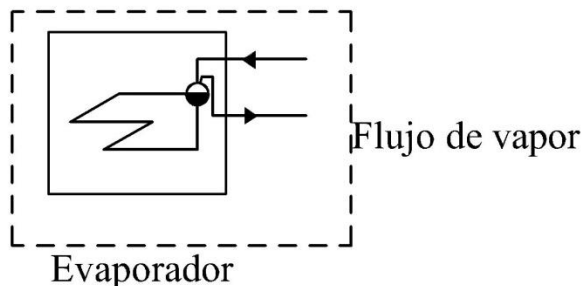
T7: Temperatura de los gases al entrar al sobrecalentador.

**Fig. 5.3 Comportamiento de la temperatura de gases y vapor en el sobrecalentador.**

Fuente: MCCFC

Para satisfacer que el vapor absorba el calor necesario para sobrecalentarse, los gases de escape tienen que ceder un porcentaje mayor de calor, el cual esta determinado por la eficiencia esperada del intercambiador de calor. El calor que absorbe el vapor no es igual al 100% del calor que ceden los gases, debido a que existen perdidas de calor, como ocurre en cualquier tipo de transferencia de energía.

#### Analisis del evaporador.



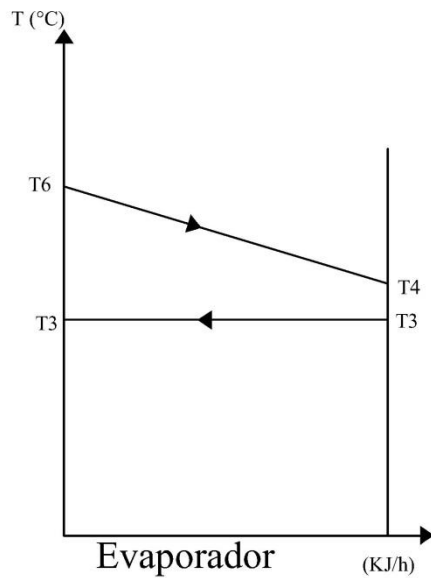
**Fig. 5.4: Esquema del evaporador.**

Fuente: MCCFC



El evaporador es donde se realiza el cambio de fase de líquido saturado a vapor saturado a presión constante, éste se encuentra posterior al economizador.

En el siguiente esquema se muestra el comportamiento de la temperatura de los gases de escape y del vapor que circulan por el evaporador de la caldera de recuperación de calor, así como la dirección de éstos.



Fuente: MCCFC

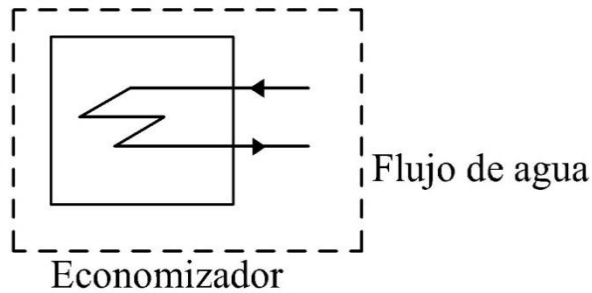
T3: Temperatura del vapor saturado.

T4: Temperatura de los gases al salir del evaporador.

T6: Temperatura de los gases al entrar al evaporador.

**Fig. 5.5: Comportamiento de la temperatura de los gases de escape y vapor en el evaporador.**

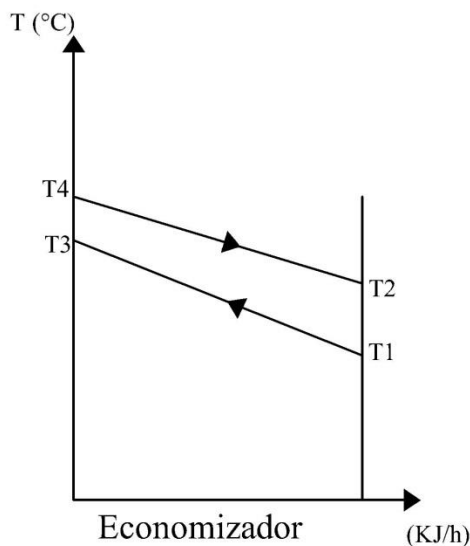
## Análisis del economizador



**Fig. 5.6: Esquema del economizador**

Fuente: MCCFC

El economizador calienta el agua que ha de alimentar la caldera de recuperación de calor, aprovechando parte del calor que llevan los gases de escape y contribuyendo a mejorar el rendimiento. Además reduce la temperatura de salida de los gases por la chimenea precalentando así el agua de alimentación de la caldera. El siguiente esquema muestra el comportamiento de la temperatura de los gases y del agua que circula en el economizador, así como su dirección.



T1: Temperatura del agua de alimentación.

T2: Temperatura de los gases (chimenea).

T3: Temperatura del líquido saturado.

T4: Temperatura de entrada de los gases del economizador.

**Fig. 5.7: Comportamiento de la temperatura de los gases y del agua en el economizador.**

Fuente: MCCFC

#### **5.4.1 Eficiencia de los intercambiadores de calor.**

Para determinar la energía necesaria de los gases en la caldera de recuperación para lograr la máxima producción continua de vapor, se requiere de una estimación aproximada de la eficiencia de la caldera, la cual depende de la recuperación térmica.

La eficiencia de las calderas de recuperación están comprendidas entre (82-85) % para las plantas de potencia, sin embargo las eficiencias que se puedan obtener están en dependencia del diseño y el tipo de equipos empleados. En este estudio se utilizara un valor de la eficiencia de la caldera optando estimando el valor mínimo como guía para estimar el rendimiento probable de la caldera de recuperación, por tanto la eficiencia será  $\eta = 82\%$ .

#### **5.4.2 Bombas del agua de alimentación**

El trabajo de la bomba de alimentación es la componente principal del consumo propio total de energía en la planta de vapor.

Las condiciones de entrada y salida ya son conocidas ya que son las que contiene el líquido a la salida del desaereador. Estas bombas de alimentación deberán operar a una presión mayor a la que trabaja la caldera, debido a las pérdidas de presión en el trayecto hacia esta, las cuales se estiman en aproximadamente 294.2 Kpa para el regulador de alimentación. De esta manera resulta una caída de presión de entrada a la caldera igual a 2171.4Kpa, la presión a desarrollar por la bomba de alimentación será de 2710.8Kpa.

### **5.5 Selección de la turbina de vapor**

El vapor que proviene de la caldera de recuperación es aprovechado para hacer girar los alabes de la turbina de vapor, estos son acoplados a un eje en común con un generador para generar electricidad. Es muy importante saber que el vapor suministrado por la caldera debe sea suficiente para ser aprovechado por las diferentes etapas de la turbina de vapor.

Después de saber la producción de vapor generada en la caldera de recuperación, se procederá a seleccionar el tipo de turbina de vapor con la potencia adecuada, sin olvidar los parámetros de principales como son presión, temperatura del vapor. Las condiciones de operación de la turbina de vapor son:

- Turbina de expansión con una extracción
- Flujo de vapor en la admisión 79,845.20 Kg/h
- Presión del vapor a la entrada 1,765 Kpa

- Temperatura de entrada 410°C
- Presión en el escape hacia el condensador 13.80 Kpa
- Presión de entrada 181.58 Kpa
- Potencia en los bornes del generador 11.5 MW

## 5.6 Selección del condensador

El condensador se acoplará en el escape de baja presión de la turbina de vapor con el objetivo de condensar el vapor y posteriormente reutilizarlo. Este será seleccionado según la presión y temperatura del vapor a la salida de la turbina de vapor.

## 5.6 Selección de la torre de enfriamiento

Se utilizara la torre de enfriamiento de acuerdo al tamaño adecuado para mantener la vida útil de la tur bina de vapor por más tiempo con un buen rendimiento.

Las torres de enfriamiento se utilizan para poner en contacto agua caliente proveniente de los del condensador, con el propósito de enfriarla y reutilizarla otra vez en el proceso de condensación.

Las torres de enfriamiento se clasifican de acuerdo a los medios por los que se suministra el aire. Estas se dividen en:

Torres de tiro mecánico: De tiro forzado y de tiro inducido.

Torres de tiro inducido: Atmosféricas y de tiro natural.

En este caso se utilizará las del tipo de tiro mecánico ya que son las más comunes en termoeléctricas de vapor.

## 5.8 Calculo de la eficiencia del ciclo vapor.

Para la determinación de la eficiencia teórica del ciclo se procederá a calcular el calor generado en la caldera de recuperación de calor, así como la potencia producida por la turbina y la necesaria para que trabajen las bombas de condensado y de alimentación, posteriormente calcular la eficiencia del sistema mediante la siguiente expresión.

$$\eta_{c\ vapor} = \frac{W_{neto}}{Q_{caldera}}$$

$\eta_{c, \text{ vapor}}$ : Eficiencia del ciclo vapor (%).

$W_{\text{neto}}$ : Trabajo neto del ciclo vapor (KJ/h).

$Q_{\text{cald}}$ : Calor producido en la caldera de recuperación (KJ/h).

### **Calor producido en la caldera de recuperación de calor**

$Q_{\text{cald}} = 227,083.74 \text{ MJ/h}$

### **Trabajo Neto.**

El trabajo neto es igual a trabajo producido por la turbina, menos el trabajo empleado para accionar las bombas de condensado y de alimentación, resultando:

$$W_{\text{neto}} = W_{\text{Turb}} - \sum W_{\text{bomb}}$$

Dónde:

$W_{\text{TURB}}$ : Potencia desarrollada por la turbina (KJ/h)

$W_{B1}$ : Potencia necesaria para la bomba del condensador (KJ/h)

$W_{B2}$ : Potencia necesaria para la bomba de alimentación (KJ/h)

El trabajo neto producido por la turbina es

**$W_{\text{NETO}}: 64,368.17 \text{ MJ/h}$**

### **Eficiencia del ciclo de vapor**

Introduciendo los valores en la ecuación de la eficiencia esperada del ciclo de vapor en la central de ciclo combinado.

$$\eta_{c \text{ Vapor}} = (64,368.17 \text{ MJ/h}) / (227,083.74 \text{ MJ/h}) = \mathbf{28.35\%}$$

## 5.9 Calculo de la eficiencia total del sistema de ciclo combinado

La eficiencia del ciclo combinado es igual a la potencia generada por la turbina de gas más la potencia a generar por la turbina de vapor, entre el valor suministrado para producir dicho trabajo.

$$\eta = \frac{3600.W_{NT}}{Q_{Ts}}$$

Donde,

$\eta$ : Eficiencia total del ciclo combinado (%).

$W_{NT}$ : Suma de la potencia neta de las tres turbinas de la planta (MW).

$Q_{TS}$ : Calor total suministrado por el combustible empleado (MJ/h).

3600: Coeficiente de conversión de unidad de tiempo.

Para la estimación de la potencia a producir por la turbina de vapor se debe estimar el rendimiento interno de la turbina, rendimiento mecánico y rendimiento del generador eléctrico, ya que estos disminuyen la potencia total generada por la turbina.

Como estos sistemas ya se han empleado en otros países como España y Estados Unidos, tomaremos un estimado de los valores de las eficiencias:

$\eta_{iT}$  = (0.6 - 0.85) Rendimiento interno de la turbina.

$\eta_m$  = (0.7 - 0.97) Rendimiento mecánico de la turbina.

$\eta_E$  = (0.92 - 0.98) Rendimiento del generador.

Se tomaran los valores medios de cada uno, siendo estos:

$\eta_{iT}$  = 0.75

$\eta_m$  = 0.90

$\eta_E$  = 0.95

Por tanto la potencia real a producir por el ciclo vapor será:

$$W_{\text{Real ciclo vapor}} = (W_T \cdot \eta_{iT} \cdot \eta_m \cdot \eta_E) / 3600$$

$$W_{\text{Real ciclo vapor}} = (64,520.45 \text{ MJ/h} \cdot 0.75 \cdot 0.90 \cdot 0.95) / 3600$$

$$W_{\text{Real ciclo vapor}} = \mathbf{11.49 \approx 11.5MW}$$

El calor suministrado por el combustible empleado se determina por medio del valor calorífico inferior:

$$Q_{TS} = \mathbf{622,702.47 \text{ MJ/h}}$$

La eficiencia total del sistema de ciclo combinado es:

$$\eta = \frac{3600(24MW + 37.5MW + 11.5MW)}{622,702.47 \text{ MJ/h}} = \mathbf{42.20\%}$$

Como se puede observar el rendimiento esperado por el sistema de ciclo combinado es el 42.20%, el cual se encuentra comprendido entre el rango que reflejan los textos consultados (40-50) %.

La eficiencia actual de la Planta "Las Brisas" es:

$$\eta = \frac{3600(24MW + 37.5MW)}{622,702.47 \text{ MJ/h}} = \mathbf{34.41\%}$$

Se puede observar que la eficiencia del ciclo combinado es mayor que la eficiencia de la planta, esto significa que al instalar un ciclo combinado se realiza un mejor aprovechamiento de combustible utilizado para la generación de la energía eléctrica.

## 5.10 Costos de la reconversión

A continuación se estimaran los costos de la reconversión de una termoeléctrica convencional en una planta de ciclo combinado.

Costos directos: Corresponde el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc.

Costos indirectos: Aquí comprenden los costos de ingeniería, administración, control y otras actividades relacionadas con la mano de obra.

Para la reconversión de una termoeléctrica con turbina a gas en una planta de ciclo combinado, se debe agregar una caldera de recuperación de calor y un ciclo

de vapor, los cuales actuarán en conjunto para brindar un mejor aprovechamiento del combustible.

El costo de la construcción del ciclo combinado está en dependencia de los tipos de equipo a utilizar para acoplarlos a las turbinas de gas existentes. Dichos costos de los equipos se estimaran de acuerdo a catálogos.

Se tratara de optimizar al máximo los costos de los equipos que serán acoplados al ciclo existente para formar el ciclo combinado.

Los costos totales de inversión de las centrales de ciclo combinado se encuentran comprendidos entre (500-1000) U\$/KW incluyendo las turbinas a gas y las turbinas a vapor. Para este caso utilizaremos el valor promedio que es 1200 U\$/KW debido a los costos adicionales de la reconversión, tales como adaptación de tuberías y reubicación de las oficinas, etc. En la siguiente tabla se muestra el presupuesto aproximado de los costos de inversión.

<b>COSTOS DE INVERSION PARA EL CICLO VAPOR</b>	
<b>CONCEPTO</b>	<b>CANTIDAD (\$)</b>
Emplazamiento y mejoras	
Caldera de recuperación de calor y equipos auxiliares	
Turbina Generador y equipo auxiliar	
Bomba de tubería de agua de alimentación	
Tuberías de vapor	
Sistemas auxiliares y eléctricos	
Condensador y bombas de circulación de agua	
Desaereador	
Bombas de condensado	
Torres de enfriamientos	
Supervisión civil, mecánica y eléctrica	
Imprevistos y otros	
<b>TOTAL</b>	<b>13,880,000</b>

**Tabla 5.1 Costos estimados de inversión para el ciclo vapor**

Fuente: Inventario de equipos de Planta Managua (ENEL).



### 5.10.1 Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del KW generado considera dos componentes, los costos fijos y costos variables.

**Costos fijos:** Son aquellos que no están directamente relacionados con la energía generada, es decir se refiere al pago de la mano de obra, tales como salarios prestaciones y seguro social.

**Costos variables:** Son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este caso se consideran reparaciones, materiales, impuestos y gastos generales.

Costos de operación y mantenimiento		
Costo operación	Costo mantenimiento	Total (\$)
71,980	300,000	371,980.34

**Tabla 5.2 Costos de operación y mantenimiento**

Fuente: Inventario de egresos de la planta Managua (ENEL).

El costo de operación se refiere a la mano de obra, en la que se estiman 8 personas por tres turnos:

Salario promedio de un obrero  $432\text{U\$}/\text{mes}=1.80\text{ U\$/h}$

$\text{COP (costos de operación)} = 8 \times 1.85\$/\text{h} \times 5000\text{h} = 71,980.34 \$$

El costo de mantenimiento se aproxima a los informes de gastos de mantenimiento de las plantas a vapor existentes en el país.

Con una vida útil de 15 años se procederá a calcular el VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno). En este análisis hay que considerar las realidades técnico-financieras.

Para determinar estos parámetros se necesita conocer el presupuesto de ingresos de la propuesta planteada, los cuales vienen reflejados por el concepto de venta de energía al entrar en funcionamiento el ciclo vapor. Se considera la unidad trabajara a carga media unas 5000 horas/año. En este cálculo se utiliza la tarifa ponderada que cobra ENEL en el presente año. Además en la determinación de ingresos se supone un 20% de pérdidas en distribución y comercialización.

El presupuesto de egresos lo conforman los costos de mano de obra y mantenimiento solamente, debido a que en el sistema de ciclo combinado se trabajará sin consumo adicional de combustible.

La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos en el cálculo del VAN y la TIR que nos indican la viabilidad el proyecto proyectado a un lapso de tiempo de recuperación de la inversión en 15 años, lo cual según los cálculos obtenidos de la tasa interna de retorno es igual a 28.48% nos indica que el valor obtenido está dentro del rango permitido ya que como habíamos mencionado anteriormente, la tasa interna de retorno no debe ser inferior al 8 % ya que con este resultado el período de recuperación de la inversión sería muy largo.

### 5.10.2 Valor actual neto y tasa interna de retorno.

Se procedió a calcular el valor actual neto y tasa interna de retorno a partir de los valores obtenidos acerca de la proyección de gastos de operación y mantenimiento una termoeléctrica convencional.

Flujo de caja del proyecto		
RUBRO	0	1
Ingresos por ventas de energía		\$ 5,635,000.00
Egresos totales		\$ 371,980.34
Depreciación		\$ 1,132,817.01
Utilidad Bruta		\$ 4,130,202.65
IR 30%		\$ 1,239,060.80
Utilidad neta		\$ 2,891,141.86
Depreciación		\$ 1,132,817.01
Inversión inicial	\$ 13,800,000.00	
Flujo de caja del proyecto	\$ (13,800,000.00)	\$ 4,023,958.87

**Tabla 5.3: Flujo de caja del proyecto.**

Fuente: Inventario de costos e ingresos de generación de planta Managua (ENEL)

Utilidad Bruta= Ingresos por venta - Egresos totales - Depreciación

Egresos totales: Son el costo de operación y mantenimiento del ciclo combinado que fueron estimados según la tabla 5.2 de la página No.80.

IR: 30% utilidad bruta.

Utilidad neta: Utilidad bruta - IR 30%

#### Depreciación:

El valor residual se obtiene a partir del 10% del flujo de caja del proyecto para posteriormente obtener el valor de la depreciación.

Estos valores son obtenidos a partir de un periodo de ingresos de 15 años y a por medio de estos se procederá a calcular la viabilidad del proyecto considerando cálculos financieros como son el valor actual neto y tasa interna de retorno.

A continuación se muestra la siguiente tabla 5.4.

Detalle	PERIODOS ANUALES								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Flujo neto de efectivo proyectado	-13,800,000.00	4,023,958.87	4,023,958.87	4,023,958.87	4,023,958.87	4,023,958.87	4,023,958.87	4,023,958.87	4,023,958.87

Tabla valor actual neto (VAN)			
No.	FNE	(1+i)^n	FNE/(1+i)^n
0	-13,800,000.00		-13,800,000.00
1	4023958.867	1.10	\$3,658,144.42
2	4023958.867	1.21	\$3,325,585.84
3	4023958.867	1.33	\$3,023,259.85
4	4023958.867	1.46	\$2,748,418.05
5	4023958.867	1.61	\$2,498,561.86
6	4023958.867	1.77	\$2,271,419.88
7	4023958.867	1.95	\$2,064,927.16
8	4023958.867	2.14	\$1,877,206.51
9	4023958.867	2.36	\$1,706,551.37
10	4023958.867	2.59	\$1,551,410.34
11	4023958.867	2.85	\$1,410,373.03
12	4023958.867	3.14	\$1,282,157.30
13	4023958.867	3.45	\$1,165,597.55
14	4023958.867	3.80	\$1,059,634.14
15	4023958.867	4.18	\$963,303.76
Total			\$16,806,551.07

9	10	11	12	13	14	15
4023,958.87	4023,958.87	4023,958.87	4023,958.87	4023,958.87	4023,958.87	4023,958.87

Tasa interna de retorno (TIR)	
Tasa de descuento	VAN
0%	\$46559,383.01
5%	\$27967,317.00
10%	\$16806,551.07
15%	\$9729,576.76
20%	\$5013,909.60
25%	\$1729,513.60
30%	\$648,852.47
35%	\$2430,494.86
40%	\$3804,768.39
45%	\$4891,825.53
50%	\$5770,460.96
TIR	28.48%

$$VAN = -1 + \sum \frac{FNE}{(1+i)^n}$$

Numero de periodo: 15

Tipo de periodo: Anual

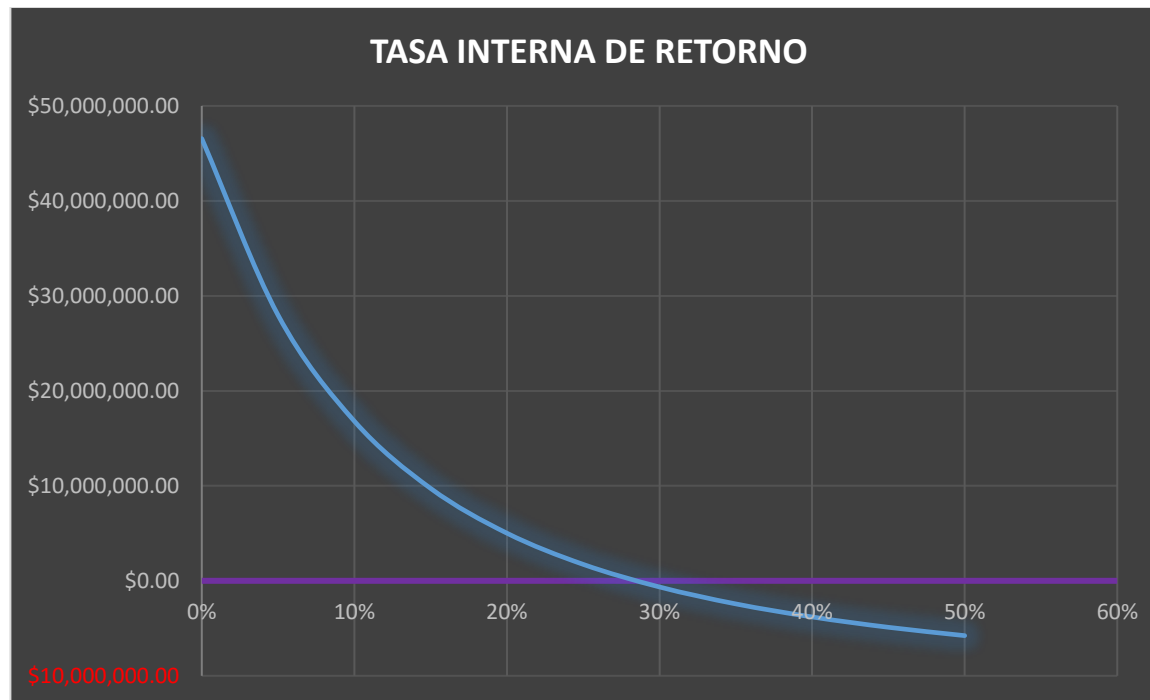
Tasa de descuento: 10%

Fuente propia.

VAN= \$ 30,606,551.07

Tabla 5.4: Cálculo del valor actual neto y tasa interna de retorno.

$$\begin{aligned}
 \text{VAN} = & -13,800,000 + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-1} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-2} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-3} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-4} + \\
 & + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-5} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-6} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-8} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-9} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-10} + \\
 & + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-11} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-12} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-13} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-14} + 4,023,958.87(1 + 0.10)^{-15}
 \end{aligned}$$



**Fig. 5.8: Grafica de tasa interna de retorno.**

Fuente propia

### 5.10.3 Ahorro del costo del KW/h a producir en la central

El flujo de combustible utilizado por las turbinas se obtuvo por medio de medidor de combustible que se encuentra instalado en la salida del tanque de alimentación. Tomando como referencia el valor promedio, el combustible utilizado cada turbina es 1,880.07 gal/h para la turbina FT4C-3F y 2,766 gal/h de la turbina LM6000.

Para calcular el flujo de combustible que ingresara a la cámara de combustión se multiplicara por la densidad del mismo.

La densidad del combustible diésel es 3.18 kg/gal.

#### Flujo de combustible

FT4C-3F= 5,978.62 kg/h

LM6000= 8,795.88 kg/h

#### KWh generados actualmente

$$Eficiencia\ actual = \frac{(37.68 + 24) 10^3 KW}{(46.10 + 31.33) gal/min \times 60 min/h}$$

$$Eficiencia\ actual = 13.28\ KWh/gal$$

Costo del combustible= 1.6543 \$/gal

Fuente: Valores de combustibles utilizados en planta termoeléctrica “Las Brisas” (ENEL)

$$Costo\ del\ KWh\ generado = \frac{1.6543\ U\$/gal}{13.28\ Kwh/gal} = \boxed{0.1246\ U\$/Kwh}$$

#### KWh generado por el ciclo combinado

$$Eficiencia\ con\ ciclo\ combinado = \frac{(37.68 + 24 + 11.5) 10^3 KW}{(46.10 + 31.33) gal/min \times 60 min/h}$$

$$Eficiencia\ con\ ciclo\ combinado = 15.75\ KWh/gal$$

$$Costo\ del\ KWh\ generado = \frac{1.6543\ U\$/gal}{15.75\ Kwh/gal} = \boxed{0.1050\ U\$/Kwh}$$

El ahorro del costo del KWh será =  $(0.1246 - 0.1050)\ U\$/KWh = 0.0196\ U\$/KWh$

Esto representa el ahorro del **15.71%** del costo del KWh a generar en la planta.

## CONCLUSIONES

- Mediante la información recaudada en la Planta Las Brisas tanto como la Planta Managua acerca de datos técnicos y hojas de lectura de la sala de control de éstas, nos sirvió de ayuda para plantear los diferentes parámetros del cual depende el funcionamiento del Ciclo Combinado. Por medio de estos se determinó que implementar el método de ciclo combinado incrementa la eficiencia de una termoeléctrica convencional, además este tipo de procesos de generación de energía es bastante flexible porque nos permite utilizar diferentes combustibles.
- A partir de estos parámetros se determinó el flujo de vapor a producir en la caldera de recuperación de calor y se llegó a la conclusión que con ese vapor se podrá generar una potencia de 11.5MW a causa del aprovechamiento de los gases de escape de las turbinas de gas que actualmente desechados hacia la atmosfera.
- Con el aprovechamiento de los gases de escape de las turbinas de gas, reducimos la emisión de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> que causa la contaminación ambiental ya que los gases expulsados hacia la atmosfera están a temperatura menor después de transferir el mayor calor posible a la caldera de recuperación de calor. De acuerdo con los datos estimados acerca del costo de una termoeléctrica convencional, se procedió a realizar el cálculo económico por medio de cálculos financieros como son el valor actual neto y la tasa interna de retorno para determinar la viabilidad del estudio. Tras realizar el procedimiento de cálculo se obtuvo como resultado una tasa interna de retorno de 28.48 %, superando la tasa interna de retorno mínima aceptable (8%) y también obteniendo como resultado un valor actual neto de \$ 30,606,551.07. Esto nos indica que realizar esta inversión resulta factible para la planta con turbina a gas ya que obtenemos un margen de ganancia de un recurso que anteriormente se desechaba.

## RECOMENDACIONES

Nicaragua es un país en víspera del desarrollo por eso es necesario implementar tecnologías que aprovechen al máximo los recursos que nos brindan. Actualmente existen métodos de generación como el que le planteamos en este documento que conllevan no solo al mejor rendimiento de la planta termoeléctrica, sino también a la reducción de la contaminación ambiental.

Hay que mencionar que en Nicaragua aún no tenemos una fuente que nos suministre el combustible gas natural, ya que eso sería un beneficio muy importante porque como mencionamos anteriormente, este combustible es menos contaminante.

Para un mejor rendimiento de las plantas termoeléctricas en Nicaragua se debe implementar este tipo de sistema de generación de energía innovador que ya es utilizado en países desarrollados como España, Estados Unidos y México. Con ello ahorramos el consumo de combustible por cada KW generado en comparación con las termoeléctricas convencionales que desecha los gases de escape que en muchos casos aún pueden ser aprovechados para producir otro tipo de energía, además reducimos el impacto ambiental a causa de la evacuación de los gases a altas temperaturas.

Promover el uso de este tipo de generación de energía en las universidades y otros centros de estudio así como empresas eléctricas con el propósito de dar a conocer sobre el uso innovador de procesos de generación de electricidad generando energía eléctrica a base de un recurso que anteriormente se estaba desperdiciando.



## CONCEPTOS BASICOS

**Activos fijos:** Los activos fijos son bienes que pertenecen a una empresa, que se utiliza para el servicio de dicha empresa, no se compran para venderlo, sino para sacarles un rendimiento.

**Alabe (paleta):** Elemento que forma parte de una rueda de turbina, en la cual se transforma la energía cinética de un fluido de trabajo.

**Alimentador eléctrico:** Circuito eléctrico por donde se recibe o transmite energía.

**Almacenamiento por Bombeo:** Operación mediante la cual se eleva agua a un depósito superior utilizando energía a horas fuera de pico y almacenándola para usarla en la producción de energía eléctrica a las horas de máxima demanda en el sistema.

**Área de control:** Unidad técnico-administrativa que controla la operación de un sistema eléctrico.

**Área de servicio:** Territorio en el cual se requiere el servicio eléctrico o se tiene el derecho para solicitarlo.

**Alternador:** Generador de corriente alterna.

**Auxiliares o equipo auxiliar:** Equipo accesorio que se requiere para operar una central generadora (bombas, interruptores, ventiladores, pulverizadores, etc.).

**Caldera:** Equipo para convertir la energía química de los combustibles en calor y transmitir éste al agua para generar vapor.

**Caldera acuotubular:** Consiste en una caja cuyas paredes son tubos a través de los cuales fluye el agua y los gases de combustión circulan por fuera de los tubos. Son las más utilizadas en las centrales eléctricas.

**Calidad de vapor:** Porcentaje de humedad contenida en el vapor.

**Capacidad instalada:** Potencia nominal o de placa de una unidad generadora.

**Carga:** Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado de un sistema eléctrico.

**Carga base:** Carga mínima a lo largo de un periodo de tiempo dado.

**Central generadora:** Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las obras de ingeniería civil y edificaciones necesarias, directa o indirectamente utilizadas para la producción de energía eléctrica.

**CIF:** (acrónimo del término en inglés Cost, Insurance and Freight, «Coste, seguro y flete, puerto de destino convenido»). Se define también como Precio Internacional, ya que se considera como el menor precio para el bien importado, puesto en el puerto del país importador.

**Condensador:** Dispositivo que sirve para transformar el medio de trabajo de vapor a líquido.

**Consumo (gasto):** Cantidad de una sustancia en movimiento, medida en función del tiempo.

**Consumo de energía:** Energía eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación de utilización durante un periodo determinado.

**Consumo específico de combustible:** Cantidad de combustible necesario para generar un KWh de energía eléctrica.

**Consumo específico nominal:** Volumen de agua necesario para producir un KWh operando el equipo generador a plena carga, obtenido de los datos que suministra el fabricante.

**Conversión de energía eléctrica:** Modificar la electricidad por otra con características diferentes (naturaleza, forma y frecuencia).

**Curva de carga:** Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo de tiempo dado.

**Depreciación:** Se refiere, en el ámbito de la contabilidad y economía, a una disminución periódica del valor de un bien material o inmaterial.

**Eficiencia térmica:** Proporción de energía calorífica utilizada que se convierte en trabajo útil.

**Energía primaria:** Energía en su forma natural (carbón, petróleo, uranio, etc.) antes de ser convertida para su uso final.

**ENEL:** Empresa Nicaragüense de electricidad.

**Expansión:** Cambio en las dimensiones de un cuerpo por efectos mecánicos.

**Eyector (eductor):** Dispositivo en donde el flujo de un fluido se utiliza para arrastrar otro fluido.

**Factor de capacidad:** Relación de la carga promedio de una unidad por un periodo de tiempo determinado, y la potencia de la unidad o equipo.

**Factor de carga:** Relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho lapso.

**Factor de demanda:** Relación entre la demanda máxima registrada y la carga total conectada al sistema.

**Factor de operación:** Relación entre el número de horas de operación de una unidad o central entre el número total de horas en el periodo de referencia.

**Factor de planta:** Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de ellos, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de ellos hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en porcentaje.

**Factor de potencia:** Coseno del ángulo formado por el desfaseamiento existente entre la tensión y la corriente en un circuito eléctrico alterno.

**Generación bruta:** Cantidad total de energía eléctrica producida por las unidades generadoras en una o varias centrales.

**Generación de energía eléctrica:** Producción de electricidad por el consumo de alguna otra forma de energía.

**Generación neta:** Es la generación bruta menos la energía consumida para los usos propios de la central.

**Generador de vapor:** Conjunto de equipos para el aprovechamiento integral del combustible en la generación de vapor.

**Hidrocarburo:** Compuesto químico, combinación principalmente de hidrógeno y carbono.

**INE:** Instituto Nicaragüense de energía.

**MCCFC:** Monografía de ciclo combinado, Autor Francisco Cárdenas, año 1998.

**Poder calorífico de un combustible:** Contenido de energía. Se expresa en Joules, kilocalorías o BTU por unidad de masa o volumen.

**Potencia eléctrica:** Tasa de producción, transmisión o utilización de energía eléctrica, generalmente expresada en Watts.

**Potencia instalada:** Suma de potencias nominales de máquinas de la misma clase (generadores, transformadores, convertidores, motores) en una instalación eléctrica.

**Potencia máxima:** Valor máximo de la carga que puede ser mantenida durante un tiempo especificado.

**Régimen térmico:** Es la relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad en kcal/h, BTU/h, kJ/h, dado el consumo de combustible, con respecto a la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en kW.

**Transformador:** Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a uno diferente. De acuerdo con su utilización se clasifica de diferentes maneras.

**Tasa interna de retorno:** Es la tasa de interés por medio de la cual se recupera la inversión.

**Turbina:** Motor primario accionado por vapor, gas o agua, que convierte en movimiento giratorio la energía cinética del medio.

**Usos propios:** Es la energía eléctrica recibida y autoabastecida consumida por los equipos auxiliares de las centrales (motores de equipos, alumbrado, etc.).

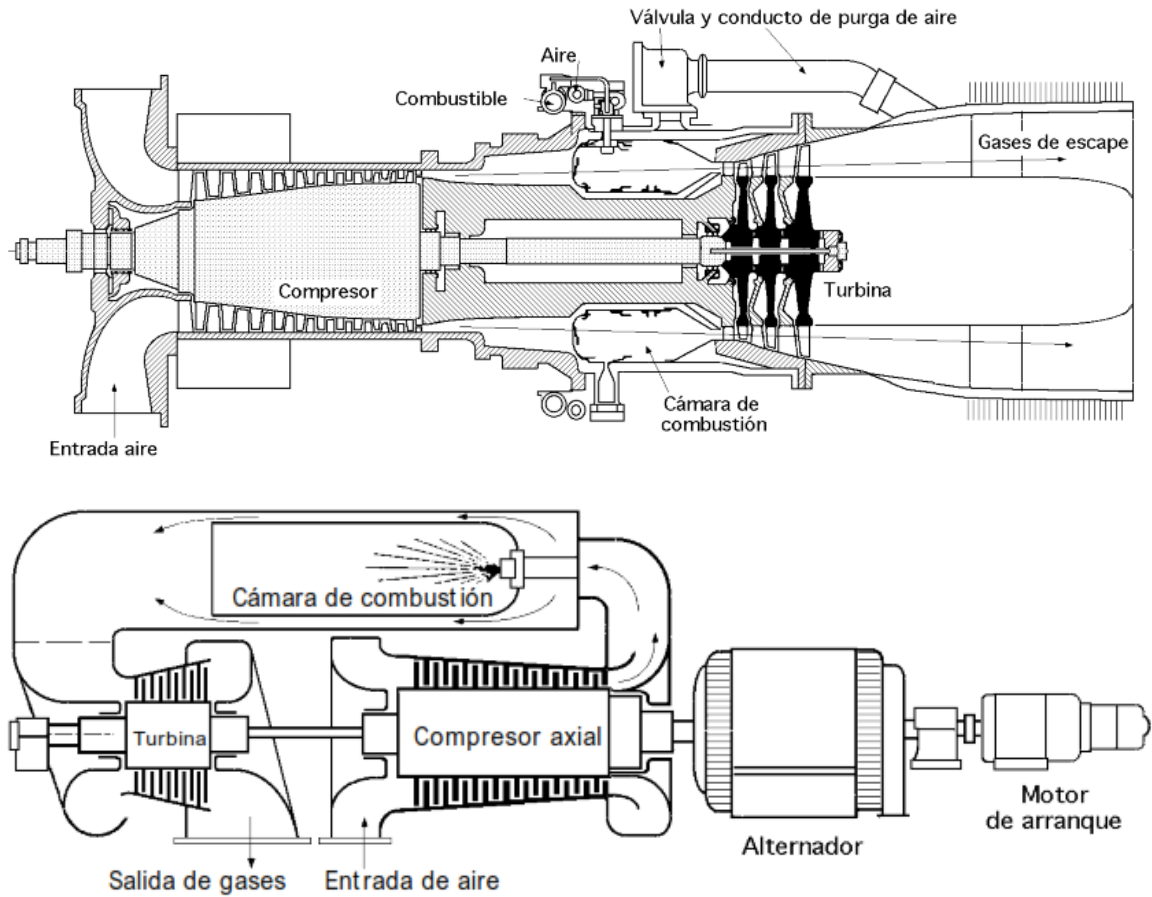
**Utilidad bruta:** El exceso del ingreso por ventas sobre el costo de las mercancías vendidas. También se le conoce como margen bruto.

**Utilidad neta:** El exceso de los ingresos totales sobre los gastos totales. También se le conoce como utilidades netas.

**Valor actual neto:** Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

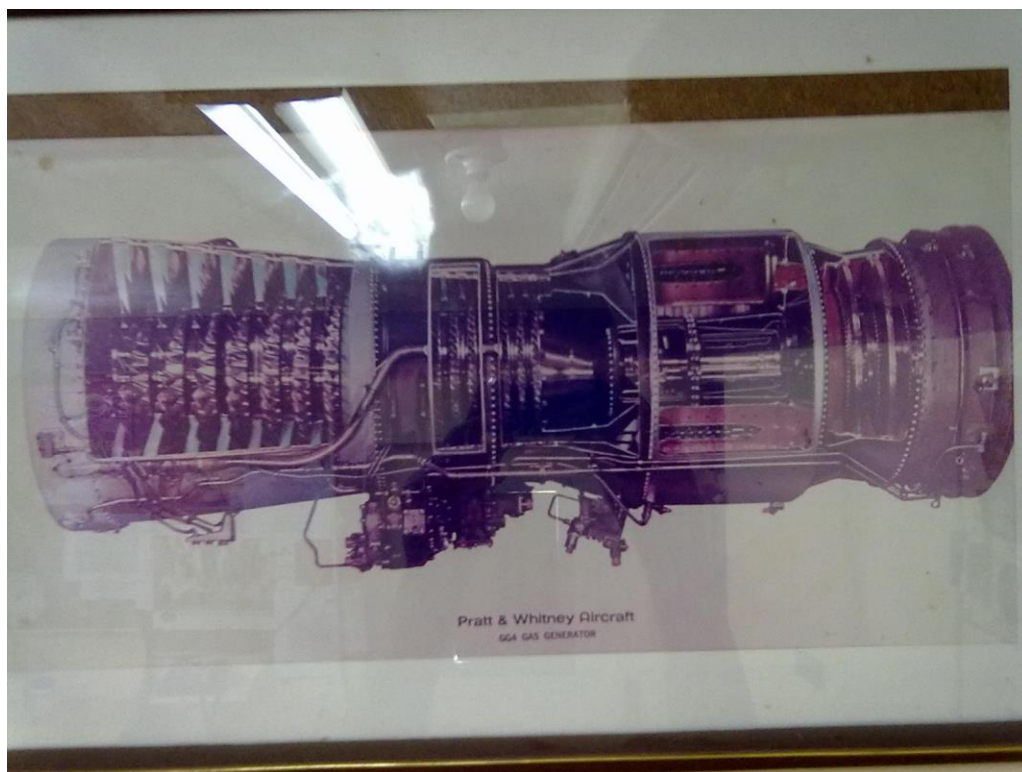
**Valor residual:** El valor residual de un activo fijo consiste en un cálculo de estimación de cuál será su valor en el momento en que ya no se utilice. En la contabilidad, el valor residual de un activo será deducido de la depreciación del mismo.

## ANEXOS



### A.1 Esquemas de ciclo de una turbina de gas de combustión (ciclo Brayton).

Fuente: <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>



## A.2 Esquema de Turbina de gas FT4-C3F de planta las Brisas

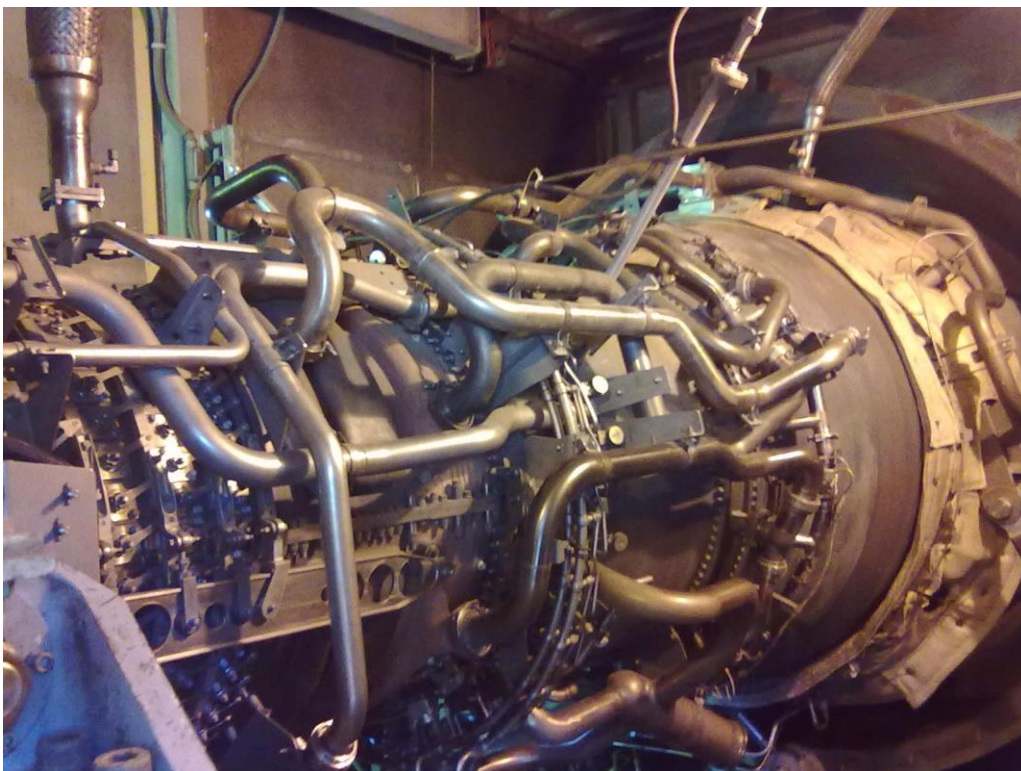
Fuente: "Planta Las Brisas"





### **A.3 Turbina de gas FT4-C3F de planta las Brisas**

Fuente: "Planta Las Brisas"



### **A.4 Compresor y turbina libre de turbina de gas LM6000**

Fuente: "Planta Las Brisas"



**A.5 unidad 1 con turbina a gas FT4-3C**



**A.6 Unida 2 con turbina LM6000**

Fuente: "Planta Las Brisas"



## A.7 Parámetros de combustible

Flujo de combustible			
TURBINA	Flujo volumétrico (gal/h)	Densidad del combustible (kg/gal)	Flujo másico (kg/h)
FT4C-3F	1,880.07	3.18	5,978.62
LM6000	2,766.00	3.18	8,795.88

Fuente: Sala de control "Planta las Brisas"

**Tabla A.1 Flujo de combustible utilizado en las turbinas de gas.**

El flujo másico se obtiene por medio de la multiplicación del flujo volumétrico por la densidad del combustible.

Flujo de combustible LM6000

$$m_{comb} = 1,880.07 \text{ gal/h} * 3.18 \text{ kg/gal}$$

$$m_{comb} = 5,978.62 \text{ kg/h}$$

## A.8 Flujo de gases de escape en las turbinas de gas

Flujo de gases de escape		
Parámetro	TURBINA	
	FT4C-3F	LM6000
Flujo de gases ( $kg_{gases}/kg_{comb}$ )	70.9836	52.72
Flujo de combustible (kg/h)	5,978.62	8,795.88
<b>Mge</b> ( $kg_{comb}/h$ )	424,383.70	463,701.20

Fuente: Sala de control  
Planta "Las Brisas"

**Tabla A.2 Flujo de escape proveniente de las turbinas de gas.**

Los flujos de gases de escape son un recurso muy importante para el funcionamiento de la turbina de vapor y así mejorar la eficiencia del ciclo combinado. En esta etapa se procederá a calcular los gases de escape que salen de las turbinas de gas los cuales se componen de exceso de aire y el flujo de combustible que sale de la turbina.

Mediante la siguiente fórmula se procederá a calcular el flujo de los gases de escape individual en las turbina y luego el valor total del resultado de acoplar ambas turbinas a la caldera de recuperación.

$$m_{ge} = m_{aire} * m_{comb}$$

Donde:

$$m_{ge} = \text{Flujo de gases de escape (kg/h)}$$

$$m_{aire} = \text{Flujo de exceso de aire que sale de la turbina de gas (kg}_{gases}/kg_{comb})$$

$$m_{comb} = \text{Flujo de combustible que sale de la turbina de gas (kg/h)}$$

#### Flujo de gases de escape FT4C-3F

$$m_{ge,FT4C-3F} = 52.72 kg_{gases}/kg_{comb} * 8,795.88 kg/h$$

$$m_{ge,FT4C-3F} = 463,701.20 kg_{comb}/h$$

#### Flujo de gases de escape LM6000

$$m_{ge,LM6000} = 70.9386 kg_{gases}/kg_{comb} * 5,978.62 kg/h$$

$$m_{ge,LM6000} = 424,383.70 kg_{comb}/h$$

### **A.9 Flujo de vapor a producir en el evaporador**

$$m_v = \frac{m_{ge} \cdot C_p (T_6 - T_4) \cdot \eta_2}{(h_g - h_f)}$$

Donde:

$$m_v: \text{Flujo de vapor (kg/h)}$$

$$C_p: \text{Calor específico (kJ/kg}^\circ\text{C)}$$

$$h_g: \text{Entalpia del vapor saturado a la salida del evaporador (kJ/kg)}$$

$$h_f: \text{Entalpia del líquido saturado a la entrada del evaporador (kJ/kg)}$$

$$\eta_2: \text{Eficiencia del evaporador (\%)}$$

$$T_4: \text{Temperatura de los gases al salir del evaporador (}^\circ\text{C)}$$

**T<sub>6</sub>:** *Temperatura de los gases al entrar al evaporador (°C)*

**m<sub>ge</sub>:** *Flujo de gases de escape (kg/h)*

Flujo de vapor FT4C-3F

$$m_v = \frac{424,383.70 * 1.1306 (411.28 - 236.35)0.82}{(2,800.27 - 916.68)}$$

$$m_v = 36,539.24 \text{ kg/h}$$

Flujo de vapor LM6000

$$m_v = \frac{463,701.20 * 1.1390 (424.61 - 236.35)0.82}{(2,800.27 - 916.68)}$$

$$m_v = 43,286.00 \text{ kg/h}$$

Flujo de vapor ambas turbinas

Ahora para encontrar el valor total del flujo de vapor que entrara a la turbina de vapor, se procederá a calcular el flujo de vapor considerando los gases de escape de ambas turbinas de gas realizando el cálculo con la siguiente formula:

$$m_{ge,ambas \text{ TG}} = 424,383.70 + 463,701.20$$

$$m_v = \frac{808,084.91 * 1.1348 (418.34 - 236.35)0.82}{(2,800.27 - 916.68)}$$

$$m_v = 79,845.20 \text{ kg/h}$$

Este será el valor total de flujo de vapor que se producirá en la caldera de recuperación de calor a partir de la transferencia de calor de los gases de escape de las turbinas de gas.

En la tabla se presenta un resumen de los resultados obtenidos cuando operen ambas turbinas a gas en conjunto, enviando los gases de escape a la caldera de recuperación.

Por medio del flujo de vapor se obtiene la eficiencia del ciclo combinado.

Flujo de vapor ( $kg/h$ )			
Parámetro	Turbina FT4C-3F	Turbina LM6000	Ambas turbinas
$h_g$ ( $kJ/kg$ )	2,800.27	2,800.27	2,800.27
$h_f$ ( $kJ/kg$ )	916.68	916.68	916.68
$\eta_2$ %	0.82	0.82	0.82
$T_4$ ( $^{\circ}C$ )	236.35	236.35	236.35
$T_6$ ( $^{\circ}C$ )	411.28	424.61	418.34
$m_{ge}$ ( $kg/h$ )	424,383.70	463,701.20	888,084.91
$C_p$ ( $kJ/kg^{\circ}C$ )	1.1306	1.1390	1.1348
$m_v$ ( $kg/h$ )	36,539.24	43,286.00	79,845.20

**Tabla A.3 Flujo de vapor producto de los gases de escape de las turbinas de gas.**

Fuente propia: Sala de control de "Planta Las Brisas".

Costo del combustible		
Producto	Precio U\$/gal	
	Cordobas	Dólar
Diesel	44.6661	1.6543

**Cambio del dólar marzo 2015= 27 córdobas**

Valor del combustible diesel: 1.6543 U\$/gal (marzo).

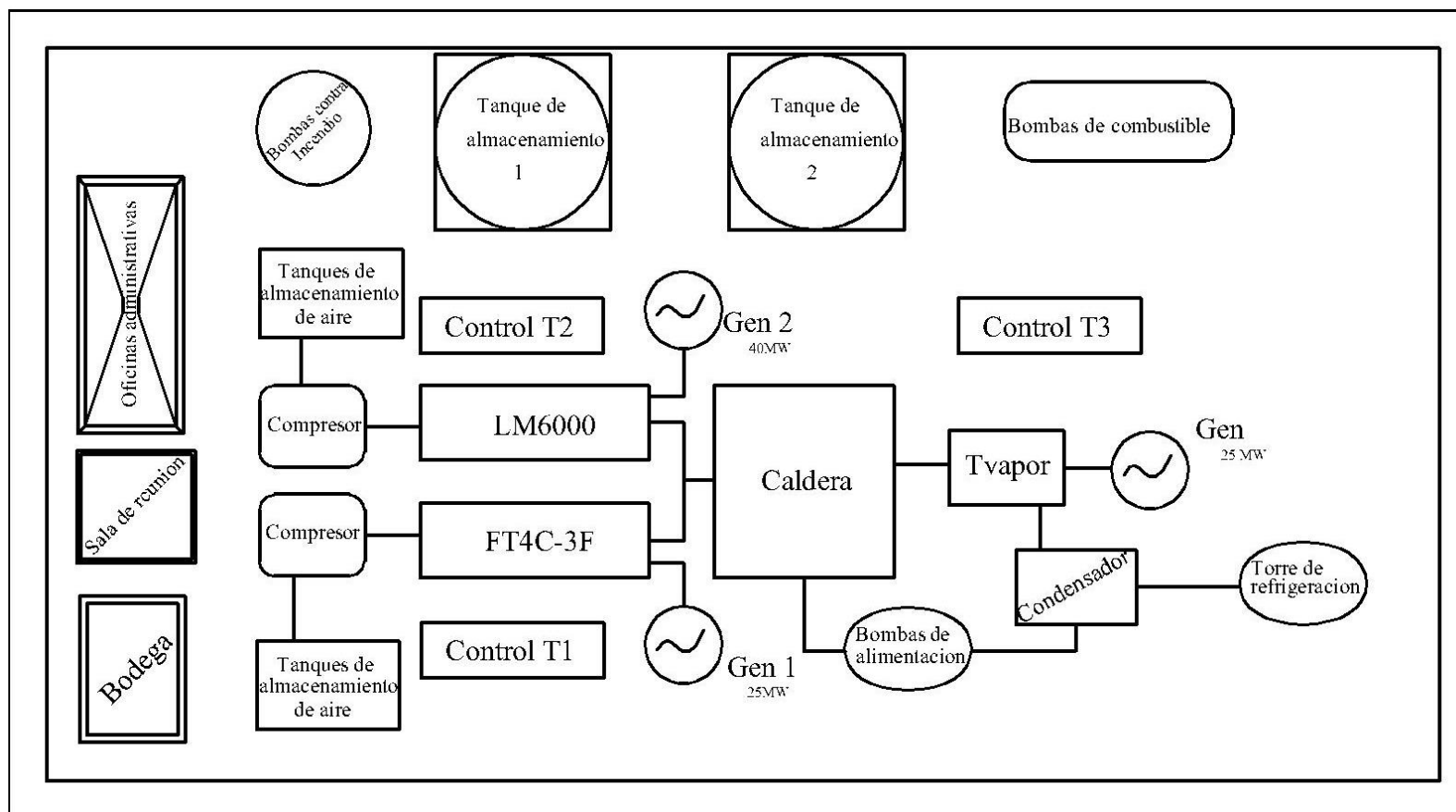
Fuente: Acceso a la información pública (ENEL).

**Tabla A.4 Costo de combustible diesel.**

Estos valores de combustibles fueron obtenidos por la ENEL

El precio del combustible es variable todos los días, tiene como referencia el precio del combustible Diesel en el Golfo de México (FOB US Golf Price) al que hay que agregar los costos adicionales para obtener el precio CIF sobre una base anual con la empresa suplidora ganadora del contrato de suministro de ese combustible mediante licitación pública.

## A.10 Vista de planta de ciclo combinado



Fuente propia.

## Referencias

### Libros

**Enriquez Harper** “Elementos de centrales termoeléctricas”.

**Francisco Mojica** “Estudio para la conversión de la planta con turbina a gas Las Brisas en una Central de Ciclo Combinado”.

**Frederick** “Centrales eléctricas teoría y práctica de las generadoras eléctricas estacionarias”.

**Haywood 2<sup>da</sup> Edición** “Análisis termodinámico de plantas eléctricas”.

### Páginas web

**Arranque turbinas de gas**

<http://www.youtube.com/watch?v=Fdd3RgfvclM>

**Calderas**

<http://www.powermaster.com.mx/producto/p-wb-a2-3p/>

**CEAC (Consejo de electrificación de américa central)**

[www.ceaconline.org/](http://www.ceaconline.org/)

**Central de ciclo combinado**

<http://www.youtube.com/watch?v=eORBfTVb8gw>

**El ciclo de Rankine**

[http://navarrof.orgfree.com/Docencia/Termodinamica/CiclosGeneracion/ciclo\\_rankine.htm](http://navarrof.orgfree.com/Docencia/Termodinamica/CiclosGeneracion/ciclo_rankine.htm)

**ENEL**

<http://www.enel.gob.ni/>

**Endesa educa**

[http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado)

## **Energía y procesos**

<http://www.sener-power-process.com/ENERGIA/ProjectsI/central-termica-ciclo-combinado-bicentenario-argentina/es>

## **Ente vasco de la energía**

<http://www.eve.es/La-energia/Infografias/El-ciclo-combinado.aspx>

## **Eve (Ente vasco de la energía)**

<http://www.eve.es/Aula-didactica/Infografias/El-ciclo-combinado.aspx>

## **Funcionamiento y partes de una central térmica**

<http://www.youtube.com/watch?v=5gzTNRmWHlg>

## **Introducción al ciclo de vapor**

<https://www.youtube.com/watch?v=r92QF2eb1-g>

## **OPEX ENERGY –Caldera de recuperación**

[http://opex-energy.com/ciclos/calderas\\_hrsg.html](http://opex-energy.com/ciclos/calderas_hrsg.html)

## **SIEMENS-Turbinas de vapor**

[https://www.swe.siemens.com/spain/web/es/energy/oil\\_gas/pages/turbinas\\_de\\_vapor.aspx](https://www.swe.siemens.com/spain/web/es/energy/oil_gas/pages/turbinas_de_vapor.aspx)

## **SIEMENS -Turbinas de vapor industriales**

[http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800\\_ST%20Broschuere\\_SP\\_LR.pdf](http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800_ST%20Broschuere_SP_LR.pdf)

## **Tablas y diagramas termodinámicos**

<http://www.ehu.eus/mmtde/materiala/tablas%20y%20diagramas.pdf>

## **Turbinas de gas.com**

<http://www.turbinasdegas.com/index.php/tipos-de-turbinas-de-gas>